

Bányászati és Kohászati Lapok



JÓ SZERENCSÉT!

# KŐOLAJ ÉS FÖLDGÁZ

2014/7.

147. évfolyam  
1–32. oldal



XXX. Nemzetközi Olaj- és Gázipari Konferencia, Kiállítás  
2014. szeptember 16–18. \* Siófok, Hotel Azúr

# BÁNYÁSZATI ÉS KOHÁSZATI LAPOK

## KŐOLAJ ÉS FÖLDGÁZ

Alapította: PÉCH ANTAL 1868-ban



**Hungarian Journal of  
Mining and Metallurgy  
OIL AND GAS**

**Ungarische Zeitschrift für  
Berg- und Hüttenwesen  
ERDÖL UND ERDGAS**

### Címlap:

XXX. Nemzetközi Olaj- és Gázipari  
Konferencia, Kiállítás  
A MOL Nyrt. standja

### Hátsó borító:

Szakmánk jubileumi képekben

### Kiadó:

Országos Magyar Bányászati  
és Kohászati Egyesület  
1051 Budapest, Október 6. u. 7.

### Felelős kiadó:

Dr. Nagy Lajos,  
az OMBKE elnöke

### Felelős szerkesztő:

Dallos Ferencné

A lap a

**MONTAN-PRESS**

Rendezvényszervező, Tanácsadó  
és Kiadó Kft.  
gondozásában jelenik meg.

1027 Budapest, Csalogány u. 3/B  
Postacím: 1255 Budapest 15, Pf. 18  
Telefon/fax: (1) 225-1382  
E-mail: montanpress@t-online.hu

Belső tájékoztatásra készül!

HU ISSN 0572-6034

A kiadvány a MOL Nyrt. támogatásával jelenik meg.

Kőolaj és Földgáz 2014/7. szám

## TARTALOM

MOHAMED M. GHARSALLA, ZOLTÁN E. HEINEMANN, GEORG M. MITTERMEIR: Application of Material Balance Calculation to the Fractured Dual Porosity Sabah Field .....	1
DR. PAPP LÁSZLÓ: Kőolaj és földgáz keletkezése rendhagyó elmélettel, valamint a képződött fluidum túlnyomásának és migrációjának lényege üledékes kőzetekben .....	18
DR. SZILÁGYI ZSOMBOR: A földgáz jövője .....	23
Egyesületi hírek .....	17, 26
Köszöntés .....	27
Hazai hírek .....	28

### Szerkesztőbizottság:

dr. CSÁKÓ DÉNES, dr. FECSER PÉTER, id. ÓSZ ÁRPÁD

# Application of Material Balance Calculation to the Fractured Dual Porosity Sabah Field

ETO: 622.013 + 622.276 + 622.323

*A Material Balance (MB) method applicable to naturally fractured dual porosity reservoirs by considering the matrix-fracture transfer correctly is presented. The method is based on the recognition that the performance of water and gas displacement from matrix blocks can be depicted in the form of recovery factor versus time, called recovery curve. The new MB method matches both the reservoir pressure and the positions of the phase contacts and provides aquifer and matrix-fracture fluid transfer models which can be used for forecasting. The paper presents the calculation schema and a successful application to a field case.*

## Introduction

The most frequently used approach for modeling naturally fractured reservoirs (NFR) is based on the dual continuum concept. At every point in space two values exist for each property; one for the fracture another for the matrix continuum. The Warren-Root (1963) concept regards the matrix blocks as uniform and homogenous. The matrix-fracture fluid exchange rates are given by the transfer function:

$$q_{pmf} = \Sigma k_a \frac{k_{rp}}{\mu_p B_p} (\Phi_{pf} - \Phi_{pm}) ;$$

$$p = w, o, g \quad (1)$$

where  $p$  stands for oil, water and free gas  $k_a$  is the apparent matrix permeability,  $\mu$  the viscosity,  $B$  the formation volume factor,  $k_r$  the relative permeability and  $\Phi$  the phase potential in the fracture ( $f$ ) and in the matrix ( $m$ ). The shape factor,  $\Sigma$ , is a characteristic value of the matrix block. It will be calculated based on the size and form of the individual matrix blocks. The most complete version is the generali-

zed Kazemi-Gilman-ElSharkawy (1992) shape factor as derived by Heinemann and Mittermeir (2012).

Heinemann (2004) suggested to determine the transfer rates from predefined, time dependent recovery curves instead of calculating them by Eq. (1). The transfer rate is then a function of the time increment and not the potential difference. The state of the matrix continuum is given in the first case by the pressure, the oil and gas saturations. In the second case the oil saturation is replaced by the recovery factor. The product of the recovery factor increment and the amount of original oil in place of the matrix cell is the oil amount transferred to the fracture during the actual time step.

In classical Material Balance (MB) calculations the reservoir is treated as a single barrel. The dual porosity nature of the reservoir could be preserved by creating two barrels, one representing the fracture the other the matrix pore volume. Assigning different pressures to both volumes (matrix and fracture) and calculating the mass transfer



MOHAMED M. GHARSALLA  
Zueltina Oil Company, Libya.



ZOLTÁN E. HEINEMANN  
Mining University Leoben, Austria.



GEORG M. MITTERMEIR  
Heinemann Consulting GmbH,  
Leoben, Austria.

using Eq. (1) is actually not possible for two reasons: First, the pressure of the matrix cannot be measured and second, the mass transfer is governed by capillary, gravitational and viscous forces more than by the force of compression. Some authors, e.g.: Sandoval et al. (2009), distinguished between the matrix and fracture systems but considered only the difference in the pore compressibility. Such an approach cannot be regarded as a valid extension of the MB calculation to dual porosity reservoirs. Contrary to this, the recovery curve method, which fully accounts for the mass transfer, governed by the capillary, gravitational and viscous forces, remains applicable. Recently Mittermeir G. M. (2015) presented a MB calculation method on this



bases. Our work reports about its successful application to the Sabah field.

In the following, at first the geology of the field, the reservoir parameters and the production history will be presented. The last reservoir study performed in 2007 provided a seemingly excellent history match. However, all newly suggested wells failed their targets. This necessitated reevaluating the field performance which was done using the new MB method and a numerical simulator in parallel. This paper aims for the MB calculation but refers to the simulation work also. The Material Balance method will be described shortly only. For more details we refer to the original publication of *Mittermeir G. M. (2015)*. The current publication puts its focus more on the application of the dual porosity material balance method and extensively discusses the recovery curve evaluation and the phase contact matching. The results of the MB calculation will be presented in an extent necessary to attest the conclusion.

### The Sabah Field

The Sabah Field is located in concessions NC74F and NC131 in the southwestern part of Sirte Basin, Libya, on a local high within the NW-SE trending Zel-lagraben (*Fig. 1*). The reservoir is within an anticlinal structure cut by a complex series of right-lateral strike-slip faults. The Sabah main reservoir is in the dolomitic Beda C interval that is capped by anhydrites which form the seal of the reservoir. The reservoir is subdivi-

Fig. 1: Schematic structural map of the Sirte Basin with Location of Sabah Field

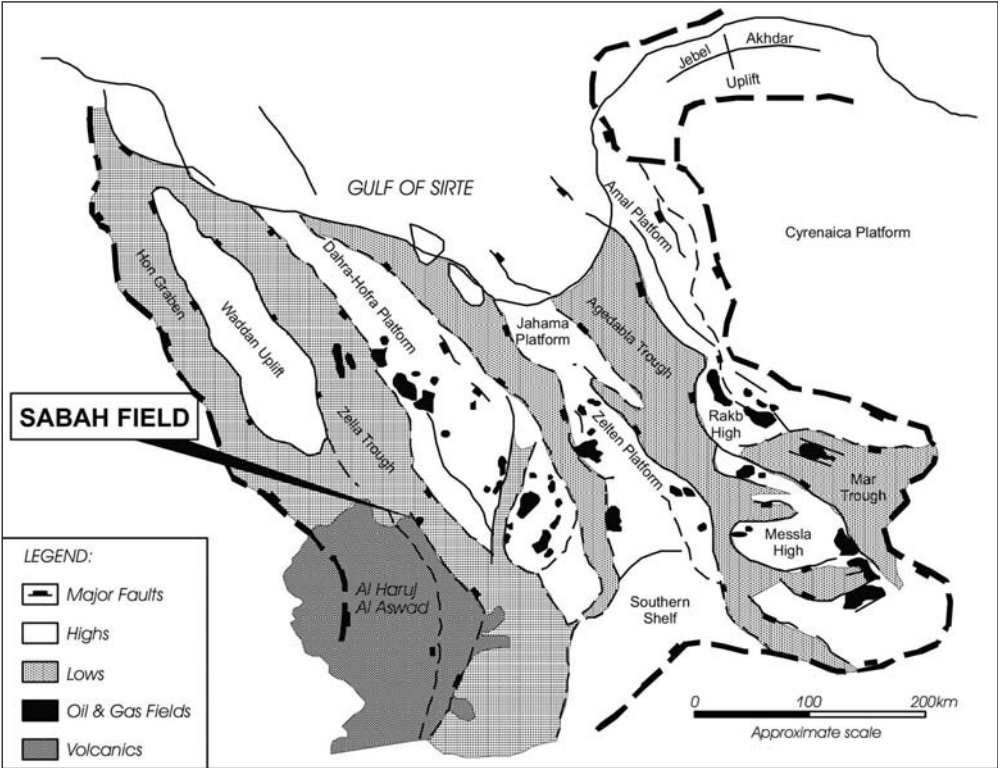
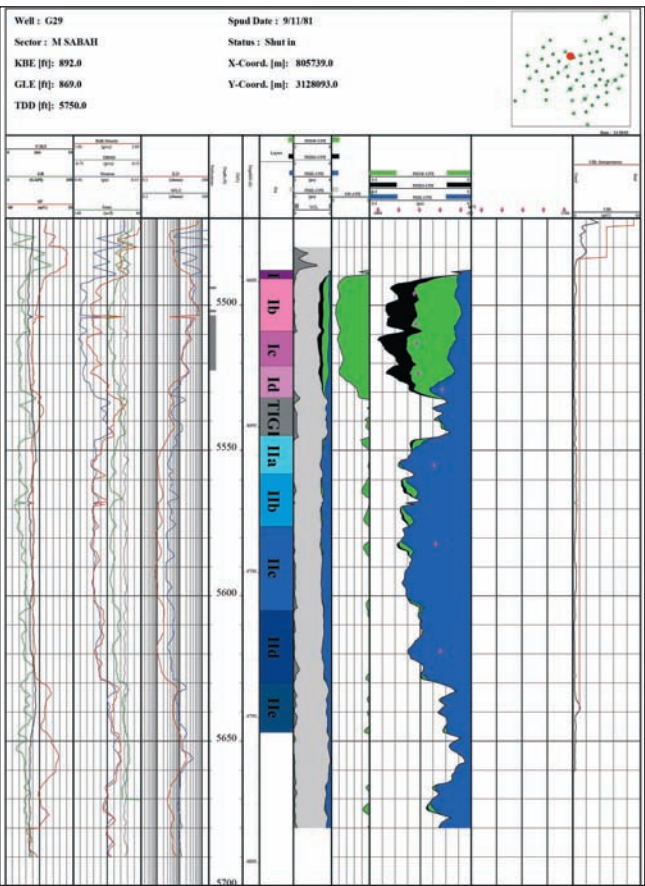


Fig. 2: Stratigraphic positions of Sabah reservoir sub-zones based on reservoir quality



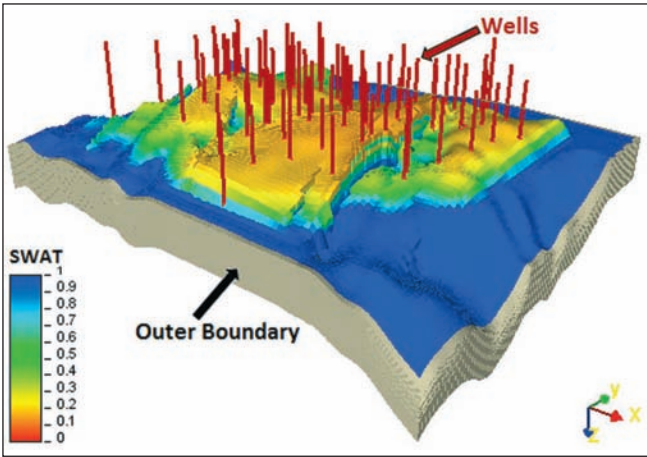
ded into three zones; a lower dolomite (Zone I) has porosity up to 35% and high permeability, an upper limestone (Zone II) has low porosity and permeability at the bottom but improves upward and becomes similar to Zone I., and an intervening low porosity layer (the „Tight Zone”). *Fig. 2* shows the stratigraphic positions of the reservoir subzones. Sabah Field was discovered by Alwerath Oil Company in 1964 when well G01 encountered oil in the Paleocene Beda Formation. The main production of petroleum comes from the central block because of its larger acreage, greater thickness and better porosity, permeability and lower water saturation. Se-

venty wells (including sidetracks) have been drilled in the field by the operator, Zueitina Oil Company (ZOC). Sabah field is a highly fractured carbonate reservoir that has produced for over 35 years.

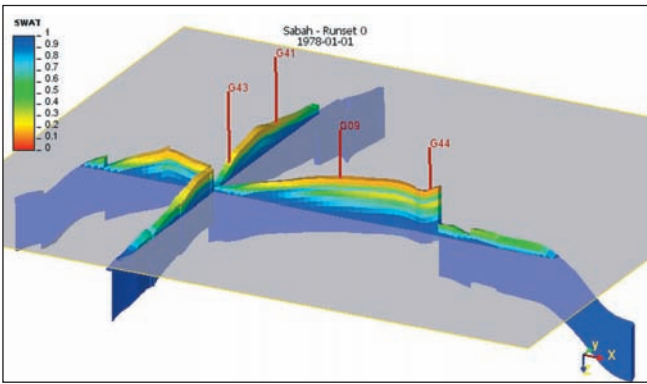
### Production History of Sabah Field

Several studies have been conducted to develop models of Sabah reservoir. *Fig. 3* shows the reservoir's structure in 3D view and *Fig. 4* shows an east-west

**Fig. 3: 3D view of full field example (initial matrix water saturation, faults, well locations, outer boundary)**



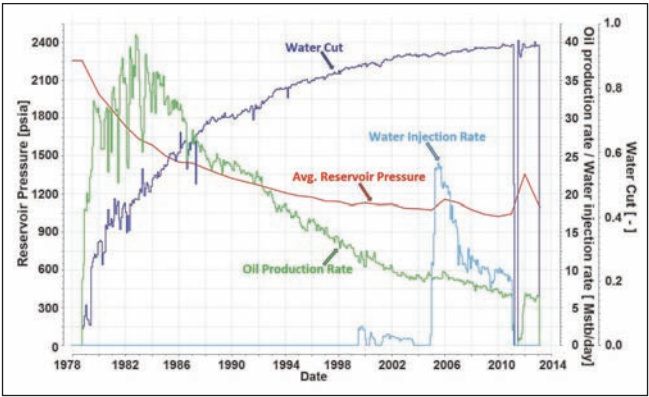
**Fig. 4: Cross-section through wells G09, G41, G43 and G44 showing the initial water saturation distribution in the matrix. The gray plane indicates the location of the initial OWC**



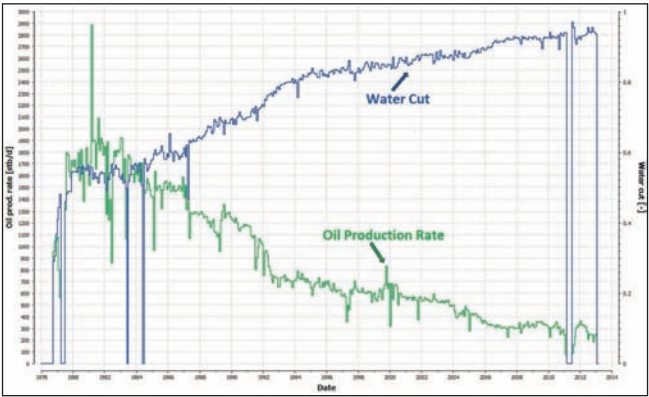
cross section with the water saturation distribution in the matrix. The latest reservoir model covers an area of approximately 28,000 acres and indicates that the original oil in place was 504 MMstb. Seventy development wells have been drilled in the field, producing oil from the Beda C reservoir – most wells are vertical although some are horizontal. More than 222 MMstb of oil and 806 MMstb of water have been produced as of December, 2013. This corresponds to a field recovery factor of 44%. Peak field oil production was reached early in the life-cycle of the field, at 40 MSTB/D. Oil production rates then began to decrease and the water cut to in-

crease. The average reservoir pressure had declined during the first 20 years of production by approximately 50%. Reservoir performance is influenced by both a bottom drive and a strong edge aquifer. No plateau rate was established. In 1999, a water injection program was started to help maintain reservoir pressure at about the present level of 1200 psi and to increase sweep efficiency. The current field liquid production rate is around 95 Mstb/day with a water cut of 90%. The production history of the field is shown in *Fig. 5*. The performance of individual wells is characterized by a high water cut that develops instantaneously. The well performance shown in *Fig. 6* is representative for all producers in the field.

**Fig. 5: Production and injection and pressure history for full field example**



**Fig. 6: Example of a well producing instantaneously at high water cut**



### Summary of the Reservoir Model Serving as Input for the Material Balance Calculation

For both the simulation model and the material balance calculation the basis is a three dimensional geo-cellular model containing normally millions of blocks. Naturally MB calculations can be also conducted directly on an existing reservoir simulation model. For MB calculations the vertical and lateral resolution and the applied gridding technology (pillar grids/corner point geometry for the geological model and Cartesian or unstructured (PEBI) grids for the simulation model) are



of no importance. Upscaling a geocellular model to a simulation model preserves the property distributions and the mean values. Naturally this is also valid for the pore volumes, which are one of the main inputs for material balance. Direct usage of a simulation model as basis for MB investigations has the advantage that all the required input data exists already. In the following the minimum data requirements for a MB model are summarized.

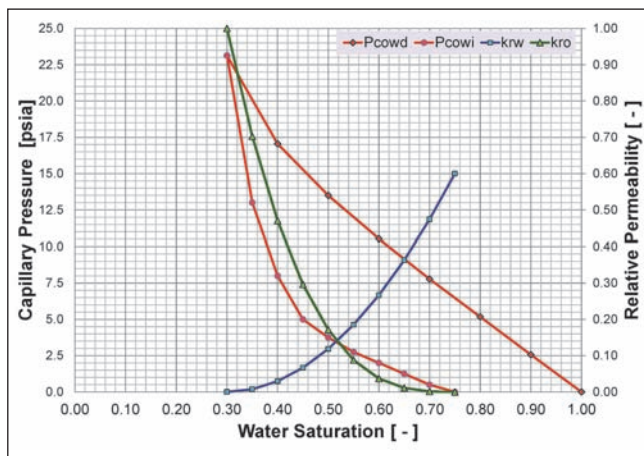
- Grid model initialized in black oil formulation.
- PVT data: Full data set comprised of standard densities, bubblepoint pressure, tabulated data of formation volume factors, solution gas/oil ratio and viscosity.
- SCAL data: rock compressibility factor, relative permeability and capillary pressure functions.
- Production history (oil/gas/water).
- Pressure history, expressed as an average field pressure.
- Depth of the initial phase contacts, namely OWC and GOC, and also their positions during the production history.
- Recovery curve representing the (expected) matrix-fracture interaction.

As a basis for the herein presented field example serves a simulation model with 230,396 active blocks. The grid is an orthogonal one with zigzag fault representation. The model has 16 layers and the lateral resolution is 96x80 blocks. The interface (boundary) towards the edge aquifer facilitates water encroachment for the model and thus pressure support. The location of this outer boundary and all wells is depicted in **Fig. 3**. Coloring of the grid blocks shows the initial water saturation distribution of the matrix.

The reservoir fluids can be described by one set of PVT data, because no spatial variation or gradient in fluid properties exists. Contrary SCAL properties (saturation end points and shape of the functions) vary with reservoir zonation. 10 rock regions for the matrix and one for the fracture are introduced. It should be noted that for initializing the reservoir model the variations of the SCAL properties (endpoints and curvature of the capillary pressure functions) was exactly honored. However for the MB calculation itself, no differentiation can be made for the endpoints and the shape of the relative permeability functions. Instead one set of rock functions which is representative for the entire model was used. The value for the connate water saturation equals 30%, for the residual oil saturation respectively 25%. The belonging functions are presented in **Fig. 7**.

The initial oil water contact is at a depth of 4700ft SS. During the entire production history the oil remains undersaturated, therefore neither an initial nor a secondary gas cap exists and the reservoir stays in a two pha-

**Fig. 7: SCAL functions representative for the entire model**



se (oil/water) state all the time. The model top is at 4471ft SS, the model bottom depth equals 5233ft SS. Consequently the maximum oil column thickness measures 229ft. Matrix porosity ranges from 0.5 to 36% with an average of 11%. Constant 0.5% fracture porosity was assumed throughout the entire model. Usage of a recovery curve for regulating the matrix-fracture transfer makes the determination of shape factors superfluous. Therefore also no numbers are given here.

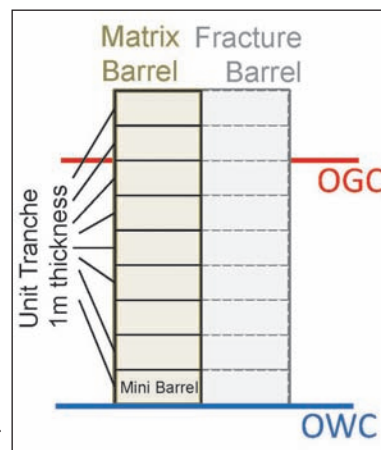
## Dual Porosity Material Balance

In the following at first the elements of the applied dual porosity material balance technique will be presented. Afterwards the workflow will be introduced. The well-known material balance equations, valid for single porosity but up to now equally applied in dual porosity cases, are summarized in the Appendix A.

## The Twin Barrels

As mentioned already, the starting point is the geocellular model, initialized in black oil mode. Setting horizontal tranches of unit thickness (arbitrary thicknesses are also possible) starting at the initial Oil Water Contact (OWC) through the grid model and summing the fluid amounts along the tranches results in two columns. One column represents the matrix and the second the fracture continuum. This is illustrated in **Fig. 8**. As a consequence, the vertical distribution of

**Fig. 8: Dual porosity MB model at initial conditions**



the fluids and the position of the initial Oil-Water-Contact (OWC) and Oil Gas Contact (OGC) are known. The tranches are numbered ( $k=1, 2, \dots, M$ ) starting from the initial OWC upwards.  $M$  corresponds to the top of the reservoir. The vertical distributions of the oil in place and other properties and variables (e.g.: pore volume, initial water saturation, etc.) are reserved similarly. The extensive values (e.g.: OOIP, pore volume) are the sum over the horizontal tranches through the reservoir, the intensive values (e.g.  $S_{wi}$ , which is the initial water saturation) are averaged over that.

In the following different indices will be used:

- $o, g, w$  denote the phases oil, gas and water,
- $i$  is the initial value,
- $m$  and  $f$  denote the matrix and fracture respectively,
- $k$  is the serial number of the unit tranches, measured from the original OWC upwards,
- $j$  is the time step counter,  $t_j$  is the production time.

In the geocellular model every cell has its own pressure. In the MB model only one average pressure is considered. Besides the fluids in place also the pore volume can be summed up for the tranches but this has to be corrected corresponding to the reservoir volume of the fluids at the average pressure. The fluid in a tranche  $k$  has to be flashed at the average pressure giving the pore volume ( $V_k$ ):

$$V_k = N_k B_o(p_i, R_{si}) + G_k B_g(p_i) + W_k B_w(p_i) \quad (2)$$

where  $N_k, G_k, W_k$  are original amounts of oil, free gas and water in the tranche  $k$ , the  $B_o, B_g, B_w$ , are the formation volume factors for the three phases oil, gas and water,  $p_i$  is the average initial pressure and  $R_{si}$  the average solution gas/oil ratio (GOR). Index  $i$  denotes the initial state. Please note that the initial pressure  $p_i$  corresponds to the entire MB model and not only to one tranche. **Eq. (2)** has to be applied to both the matrix (index  $m$ ) and to the fracture (index  $f$ ) continuum. The fracture column defines the boundary condition for the matrix column.

## Pressure Match and Water Encroachment

The pressure behavior of the two barrels does not differ from the single porosity case. Production and injection take place within the fractures and water encroaches from the aquifer through the fractures. It can be assumed that the matrix pressure will be instantaneously equalized. It is difficult to imagine that a matrix-fracture pressure difference could exist over longer time. From this reason the water inflow and the aquifer model can be assessed in a manner similar to a single porosity case.

The overall material balance [as it was already presented by **Turner (1944)**] has to consider both domains

in one common barrel. From **Eq. (A4)**, given in Appendix A, the water influx can be expressed as a function of time, calculated for every time step by inserting the cumulative production/injection for oil, gas and water and by calculating the PVT values at the actual average reservoir pressure  $p_j$ :

$$W_e(t_j) = -\frac{1}{B_{wj}} \{ N [B_{og} - B_{oi} + B_{gi}(R_{si} - R_{ij})] + NB_{oi}c_{oi}(p_i - p_j) + mNB_{oi}(B_{gi}/B_{oi} - 1) - N_{mj} [B_{og} + B_{gi}(R_{fj} - R_{ij})] - W_{fj}B_{wj} + (W_{ij}B_{wj} + G_{ij}B_{gi}) \} \quad (3)$$

It has to be emphasized that  $N$  is here the overall OOIP of the fracture and the matrix. Based on the function  $W_e(t_j)$  one of the well-known analytical aquifer models such as *Fetkovich (1971)*, *Van Everdingen and Hurst (1949)* or *Carter and Tracy (1960)* can be identified as the best fitting one and their parameters can be determined. The *Fetkovich* model has two governing parameters, the other two three.

Such models can be used to predict the future water inflow and pressure development. It is clear that the water enters in the fracture system and from that invades parts of the matrix. **Eq. (3)** does not provide any information about the fluid transfer between the two continua or distinguishes between its actual fluid contents.

## Oil Recovery from the Matrix

The matrix tranches can be regarded as mini-barrels, isolated from each other, but communicating with the fractures. The fracture pressure and the fluid(s) at the tranche face provide the boundary conditions for the matrix recovery process. Three basic situations exist. First, the pressure drops at the fracture face and invokes fluid expansion and solution gas drive in the matrix. The fluids move – as soon as they become mobile – from the matrix to the fracture. This is the classic case of a depletion drive. The production term is given by the amount of fluids expelled from the matrix. Second, the water table arrives at a given matrix tranche and the fracture system injects water into the matrix. The efficiency of gas displacement evoked by an expanding initial or secondary gas cap can be evaluated in a similar manner.

The incremental recovery factor for a matrix tranche can be calculated from the finite difference material balance given by **Pirson (1958, 508, his Eq. 10–45)**. For reasons of simplicity, especially not to overload the herein presented equations with a lot of subscripts, the symbol  $E$  instead of the standardized symbol  $E_R$  will be used throughout this work for the overall recovery factor. The derivation of the incremental recovery factor and its adoption for the current publication can be found in Appendix A, respectively is given by **Eq. (A10)**. The matrix tranche has no gas cap ( $m=0$ ), no water influx ( $w_e = 0$ ) and no water production ( $w_p = 0$ )

takes place from it, but the fracture can act as an water or gas source (injector) for the matrix. For one time step  $\Delta_{j+1}t=t_{j+1}-t_j$  the pressure change is  $\Delta_{j+1}p=p_{j+1}-p_j$ . Applying those assumptions to **Eq. (A12)** the recovery factor increment for one matrix tranche is given by:

$$\Delta_{j+1}E_k = \frac{(1-E_k)\Delta_{j+1}\left(\frac{B_o}{B_g}-R_s\right)+B_{oi}\Delta_{j+1}\left(\frac{1}{B_g}\right)(p_i c_{\phi o}-1)-B_{oi}c_{\phi o}\Delta_{j+1}\left(\frac{p}{B_g}\right)}{\left[\left(\frac{B_o}{B_g}-R_s\right)_{j+1}+\overline{R_{pk}}\right]} + \frac{w_{lk}\Delta_{j+1}\left(\frac{B_w}{B_g}\right)+\Delta_{j+1}w_{lk}\left(\frac{B_w}{B_g}\right)_{j+1}+\Delta_{j+1}g_{lk}}{\left[\left(\frac{B_o}{B_g}-R_s\right)_{j+1}+\overline{R_{pk}}\right]} \quad (4)$$

where  $\Delta_{j+1}$  denotes the change of the following entity during the time interval  $\Delta_{j+1}t=t_{j+1}-t_j$ . In undersaturated case ( $p_j > p_b$ )  $R_s$  will be constant in saturated case ( $p_j < p_{bi}$ ) the GOR for the matrix to fracture oil transfer  $\overline{R_{pk}}$  is given by **Eq. (11)**.

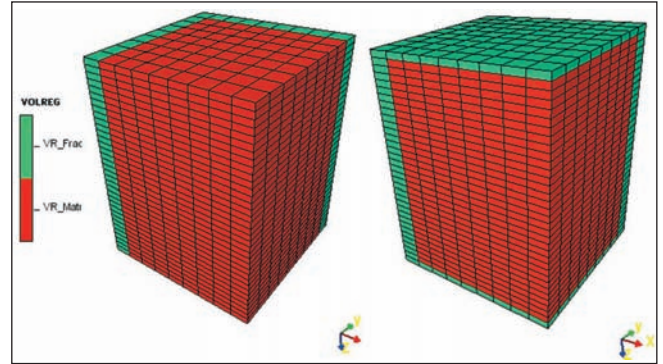
The oil recovery from the matrix is induced and assisted by various mechanisms which originate from (1) rock compressibility, (2) single phase fluid expansion, (3) solution gas drive, (4) capillary imbibition, (5) gravity drainage, (6) viscous forces and (7) diffusion. The mechanisms (1) to (3), governed by the force of compression are incorporated in the first term of **Eq. (4)**. Their impact – disregarding only the theoretically interesting transient effects – depends just on the pressure change of the system. The driving force in (4) and (5) originates from the saturation of the displacing phase in the fracture around the matrix block and is purely time-dependent. The viscous (6) forces depend furthermore on the pressure gradient along the matrix block, which naturally can change over time, but under pseudo-steady-state condition is also time dependent. The mechanism (4) to (6) act as a fracture to matrix injection, represented by second term of **Eq. (4)**.  $\Delta_{j+1}w_{lk}$  and  $\Delta_{j+1}g_{lk}$  are the amount of fracture to matrix injected water and gas, given by the equations **Eq. (8)** and **Eq. (9)** for water and **Eq. (14)** for gas respectively. Compaction cannot have influence on the rigid matrix blocks and diffusion could be considered solely in compositional formulation.

## The Recovery Curves

The result of any displacement process can be described by a single function – called recovery curve – displaying the recovery factor versus time, injected pore volume or boundary pressure. This is applied to a matrix block too. Recovery curves for matrix blocks of NFRs can be obtained experimental, by calculating the same process numerically on a fine gridded model but it also can be written out from a full field simulation

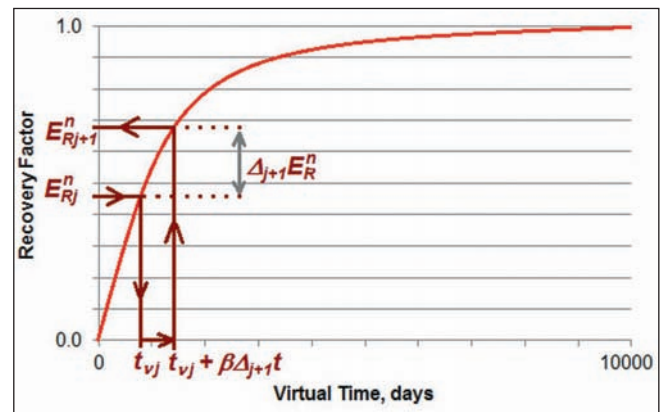
run for any grid cell or a region. In the dual continuum model the fracture system provides the local boundary conditions for any individual matrix block and the matrix block feeds the fracture system. **Fig. 9** shows a single matrix block model used by *Pirker and Heine-mann* (2008) to calculate recovery curves under different conditions, considering capillary, gravitational and viscous forces.

**Fig. 9: Illustration of two single matrix block models (left with vertical fractures only, right with vertical and lateral fractures)**



**Fig. 10** shows the schematic of a normalized recovery curve  $E^n(t)$ . The recovery process is governed by two parameters, the asymptotic value ( $1/\alpha$ ) of the recovery function and the time scaling factor,  $\beta$ . The virtual time  $t_v$  is determined by the normalized recovery factor  $E_j^n = \alpha E_j$  where  $\alpha$  is the reciprocal of the ultimate (maximum) recovery factor for the given displacement mechanism. The recovery increment  $\Delta_{j+1}E = (E_{j+1}^n - E_j^n)/\alpha$  during the next time step  $\Delta_{j+1}t$  can be read at the virtual time  $t_{vj+1} = t_{vj} + \beta\Delta_{j+1}t$ .

**Fig. 10: Schematic of a normalized recovery curve; determination of recovery increment based on virtual time**



The recovery curve method is tightly connected to the classical matrix-fracture transfer calculation. Both are based on the same physical description. A reservoir engineer dealing with a NFR has to evaluate/estimate the shape factors, the permeability, the porosity and the height of the matrix blocks, the relative permeability



and capillary pressure functions. If all these properties do not explain the observations then a fitting is cumbersome. The aggregated effects of all mentioned properties are on the recovery curves the maximum recovery factor (asymptote of the curve) and the time scale. A sound engineering judgment helps assessing and fitting such a curve in most of the cases.

## Application of the Recovery Curve in Material Balance Calculation

After production startup the average pressure of the reservoir will drop. Water encroachment at the bottom and expansion of a (primary or secondary) gas cap will cause a movement of the phase contacts (OWC and OGC). The pressure and saturation changes in the fracture alter the boundary conditions at any elementary matrix tranche. Depending on the governing recovery mechanism the recovery increment is either determined by the pressure change (depletion – single phase expansion and solution gas drive) or the elapsed time (water imbibition and gas drainage – water and gas drive).

## Assumptions

The herein introduced dual porosity material balance method is based on the following assumptions:

- The model is based on the dual porosity – single permeability approach; the fluid distribution will be balanced vertically in the fracture but not in the matrix column.
- Full phase segregation is considered in the fracture column.
- The matrix permeability is large enough that the fracture-matrix pressures equalize. In practical cases this means that the matrix permeability is greater than 0.01 md and pressure differences are less than 1 bar (14.7 psi).
- The initial matrix water saturation, resulting from the geocellular model, will not be uniform. These water saturations are considered as irreducible.
- No water flow from the matrix into the fracture will be considered. This means the increase of the matrix water saturation is irreversible.
- Three recovery mechanism will be considered for the matrix:
  1. Depletion (single phase expansion, solution gas drive). This drive mechanism is active in the entire model. Those parts of the model, where this is the sole drive mechanism are referred to as Zone 1 in the following.
  2. Water displacement. Water drive is active only for those portions of the matrix where the belonging fracture is water filled. This water zone – later also referred to as Zone 3 – is below the dynamic OWC.
  3. Gas displacement. Analogously to the water drive, this drive mechanism is active only for those matrix cells where the belonging fracture contains free gas only. This gas zone is above the dynamic OGC and will be referred to as Zone 2.

- Production occurs from the fracture domain and the rates are defined for oil, gas and water independently. No outside production constraints (maximum water cut, maximum GOR, minimum pressure, etc.) will be applied.
- The phase conditions inside the fracture must fit to the imposed target production, leading to inherent production constraints. Considering the production GOR two cases must be considered. First it cannot be less than the solution GOR and second it cannot be greater than the solution GOR in absence of free gas in the fracture. The water cut (WC) has to be zero as long as no water exists in the fracture.

A saturated reservoir with an initial gas cap should be considered. **Fig. 11** sketches this reservoir at two states. At initial state where  $t_j = 0$  and at a state with elapsed production time  $t_j > 0$ . For  $t_j > 0$  the average pressure has dropped from  $p_i$  to  $p_j$ . One can distinguish between three zones determined by the phase contacts in the fracture system. The corresponding dual porosity MB model is sketched in **Fig. 12**.

At the time point  $j$  the actual state of any tranche  $k$  is defined by the uniform pressure  $p_j$ , the recovery factor  $E_{kj}$  and for the water invaded zone eventually by the gas saturation  $S_{gkj}$  also. The recovery factor itself determines the oil saturation for all tranches  $k = 1, M$ :

$$S_{okj} = (1 - S_{wik}) \cdot (1 - E_{kj}) B_{oj} / B_{oi} \quad (5)$$

where  $S_{wik}$  is the initial water saturation, considered also as irreducible. Note that the initial water saturation resulting from the geocellular model will not be uniform.

In most of the cases the recovery curves are created by single matrix block simulation considering a single displacing phase in the fracture. The situation by using these curves is equivalent with the assumption that the recovery factor resulting from both the water and gas drive curves remains valid independently from the recovery history. **Fig. 10** shows a schematic normalized recovery curve which will be given separately for water and gas drives. Let  $E_R$  be the tranche recovery factor at time  $t_j$ . The normalized recovery factor values of  $\alpha^w E_k$  and  $\alpha^g E_k$  correspond to the virtual times  $t_v^w$  and  $t_v^g$  on the normalized water and gas recovery curves respectively. Adding now an arbitrary time step  $\Delta_{j+1} t$  and reading the normalized recovery factors at the new virtual time on the recovery curves:

$$t_{vj+1}^w = t_{vj}^w + \beta^w \Delta_{j+1} t; \quad t_{vj+1}^g = t_{vj}^g + \beta^g \Delta_{j+1} t \quad (6)$$

results in the recovery factor increments:

$$\Delta_{j+1}E_k^w = (E_k^{nw}(t_{vj+1}^w) - E_k^{nw}(t_{vj}^w)) / \alpha^w \quad (7)$$

$$\Delta_{j+1}E_k^g = (E_k^{ng}(t_{vj+1}^g) - E_k^{ng}(t_{vj}^g)) / \alpha^g$$

It is assumed that the amount of the injected water can be estimated from the water drive recovery curve which was elaborated for a two phase water displacement. Let be  $\Delta_{j+1}E_k^w$  the oil recovery increment from the water drive for the time step interval  $\Delta_{j+1} = t_{j+1} - t_j$ . In an undersaturated case the specific water inflow during the same time period is:

$$\Delta_{j+1}w_k = \Delta_{j+1}E_k^w \cdot (B_o / B_w)_{j+1} \quad (8)$$

In the saturated case (below the initial bubble-point pressure) free gas saturation exists in the matrix already. The water injected by the fracture to the matrix tranche will also displace free gas, flowing from the matrix to the fracture, and therefore:

$$\Delta_{j+1}w_k = \Delta_{j+1}E_k^w \cdot [B_{oj+1} + B_{gj+1}(\bar{R}_{pk} - R_{sj+1})] / B_{wj+1} \quad (9)$$

The matrix to fracture gas transfer is governed by the production GOR,  $R_{pk}$ , which is determined by the relative permeability:

$$R_{pkj} = R_{sj} + \left( \frac{B_o}{B_g} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right)_{kj} \quad (10)$$

The average outflow gas-oil-ratio  $\bar{R}_{pk}$  for the time interval  $\Delta_{j+1}t$  is:

$$\bar{R}_{pk} = (R_{pkj+1} + R_{pkj}) / 2 \quad (11)$$

For the relative permeability the gas saturation in the matrix has to be estimated based on the known oil saturation and cumulative intruded water:

$$\begin{aligned} S_{gkj} &= 1 - S_{okj} - S_{wkj} \\ &= 1 - S_{wki} - (1 - S_{wki})(E_{kj}B_{oj} / B_{oi} + w_{kj}) \\ &= (1 - S_{wki})(1 - E_{kj}B_{oj} / B_{oi} - w_{kj}) \end{aligned} \quad (12)$$

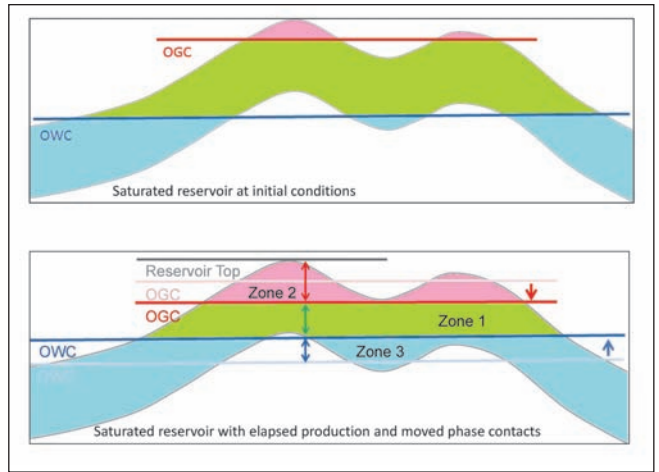
The cumulative intruded water is the sum of all increments:

$$w_{kj} = \sum_{n=1,j} \Delta_n w_k \quad (13)$$

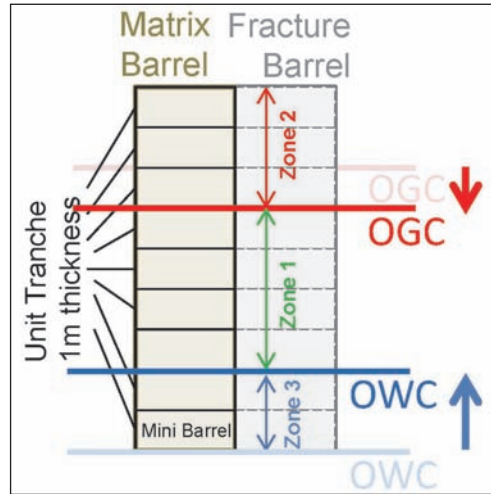
The scenario explained above, where water has invaded the fracture, and therefore is „injecting” water into the matrix displacing oil – and for the saturated case the water will also displace free gas from the matrix to the fracture- is valid for Zone 3 (see also **Fig. 11** and **Fig. 12**). For Zone 2, where the fracture is gas saturated, the amount of gas „injected” from the fracture to the matrix is determined by the gas recovery curve and is given by:

$$\Delta_{j+1}g_k = \Delta_{j+1}E_k^g \cdot (B_o / B_g)_{j+1} \quad (14)$$

**Fig. 11: Schematics of an initially saturated reservoir and how the phase contacts will move due to production**



**Fig. 12: Dual porosity MB model with moving phase contacts**



**Eq. (5) – Eq. (14)** refer to a matrix tranche with serial number  $k$ . The  $\Delta_{j+1}E_k$  is valid for the time step and therefore an explicit value.

### Monitoring of Phase Contacts

In the fracture system complete phase segregation is assumed. If the vertical distribution of the fracture volume  $V_{fk}$  with  $k = 1, \dots, M$  is known then also the positions of the phase contacts can be determined. The volume of the oil column between the actual phase contacts is given by the following relation:

$$\sum_{k=K_{OWC}}^{K_{OGC}} V_{fk} \approx [N_{fi} + Q_{mf}(t_j) - Q_o(t_j)] B_{oj} \quad (15)$$

where  $Q_o$  is the cumulative oil production and  $N_{fi}$  is the original amount of oil in the fracture situated between the initial water and gas oil contacts (OWC and OGC).

The  $\approx$  sign expresses that due to the vertical resolution applied for the actual approach the phase contacts

will be placed in the vertical tranches with  $\pm 1\text{m}$  tolerance. The fracture oil column is situated in the interval  $K_{owc}$  and  $K_{ogc}$ . Above the level  $K_{ogc}$  the fracture column is filled with free gas. Below  $K_{owc}$  the fracture column contains only water. For reasons of simplicity it is assumed that the connate and residual saturations of the fracture equal zero. The determination of OWC in absence of free gas and the OGC in absence of water inflow is easy. If both free gas and water inflow exist then the position will be more uncertain and will need supplementary considerations. The three possible cases are presented and discussed in **Appendix B**.

## Demonstration of the Dual Porosity Material Balance Method on the Sabah Field

### Starting Situation

As already mentioned, the last simulation study of Sabah reservoir was performed in 2007. Based on conclusions drawn at this time, additional wells were drilled. All of them failed their production targets considerably. Consequently the operating company (ZOC) became doubtful about his actual production strategy. A new simulation study, especially the revision of the geological model and the history matching, would require considerable time. It was decided to perform a material balance calculation based on the existing geological model, answering within shortest possible time on the following, most critical questions:

- Prevention further reservoir pressure decline.
- Possibility to reduce or at least not to further increase the water production rates.
- The necessity, respectively the effectiveness of the water injection program, initiated in 1999.
- Disposal of the produced water in the Sabah reservoir or in other formations.

### Determination of Recovery Curve

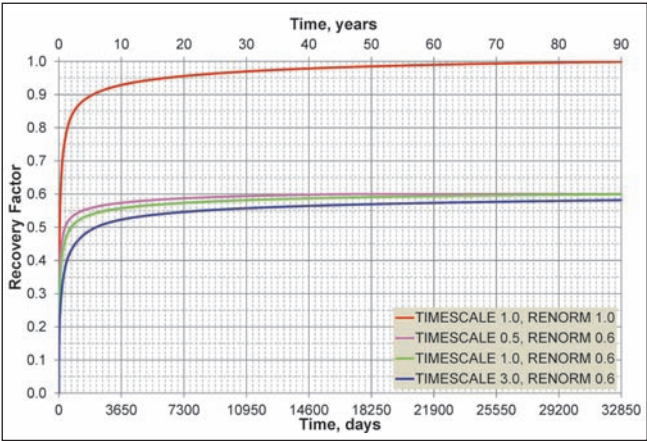
Previously it was mentioned that different possibilities exist for determining recovery curves applicable for full field investigations such as material balance calculations or numerical flow simulation. Contrary to simulation, where different recovery curves can be applied by introducing so called recovery curve regions, taking into account spatial variations in matrix quality resulting from different rock types, this is not possible for material balance calculations. Similarly to one average pressure, one set of PVT and SCAL data – where all of them are regarded as representative for the entire field – also just a single recovery curve can be used. To come up with a reliable initial (normalized) recovery curve which can be used as a well suited starting point for phase contact matching a twofold strategy has been followed:

1. Following the workflow proposed by Amiry (2014) a normalized recovery curve based on single matrix block analysis incorporating all available relevant data of the example reservoir was elaborated. Amiry (2014) showed that the recovery curves are scalable regarding shape factor, permeability and porosity and that the actual geometry of the matrix blocks has no influence on the recovery curve. Therefore the spatial variations of those properties can be disregarded when determining the normalized recovery curve. However this is not true for variations in SCAL data, namely capillary pressure and relative permeability functions. Both, the endpoints and the shapes of the functions, are decisive for the matrix oil recovery, recorded by the recovery curves. To come up with one representative curve, at first single matrix block calculations were conducted for all matrix rock regions, resulting in ten curves. In a next step those curves have been lumped to one single curve. Lumping is the process of unifying different curves by applying a weighted averaging. Details about this process can be found in Amiry (2014). As weighing factor the hydrocarbon pore volume of each rock region, compared to the total hydrocarbon pore volume was chosen.
2. Considering the production history of the field a recovery curve was determined.  
This approach assumes, that at first the entire original oil in place residing within the fracture network will be produced. This means that at early times the matrix blocks do not feed into the fracture network. When this phase is finished, the entire production will be from the matrix. This means that the ratio of cumulative production from the matrix system to the original oil in place of the matrix, becomes equivalent to the recovery factor, thus resulting after some smoothing and curve fitting in the desired recovery curve. Naturally this is a simplification, but is regarded as a legal engineering approach.  
Ideally the recovery curves of the two approaches would fit to each other. For the presented field case, this was true for the asymptotic value, this means for the late time of the recovery but not for early times. There the two curves showed considerably differences in shape. Again, a lumping of the curves has been conducted, where the production history derived recovery curve was weighted by three quarters and the one derived from the single matrix block modelling by one quarter. The reason is, that the production data is regarded as more reliable than any SCAL measurement which has a high impact on the outcome of the single matrix block calculations.



The resulting recovery curve (it is the red function displayed in **Fig. 13**) is considered to be representative for the entire model and therefore well suited as starting point for matching the phase contact movement using dual porosity material balance calculations.

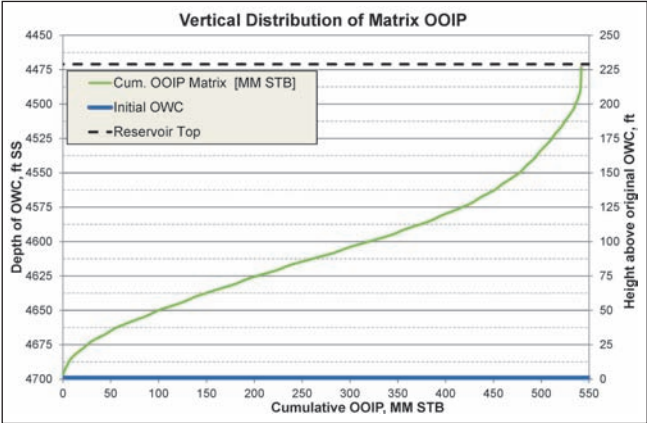
**Fig. 13: Normalized recovery curve used as input and scaled/renormalized recovery curves applied during phase contact matching**



### Material Balance Calculation

For the presented dual porosity material balance calculation the initial distribution of the original oil in place has to be known. For Sabah reservoir it has been calculated based on the grid model of the most recent simulation model, the initial OWC, the PVT data and the capillary pressure data of the ten rock regions. Having all this data available, the material balance model is initialized in the same way as a simulation model, giving the initial saturation and pressure distribution, on a cell by cell basis. Knowing the cell's pore volume the original oil in place for each cell, but also for the entire model can be calculated for both domains, namely the matrix and the fracture domain. **Fig. 4** shows the initial matrix water saturation ( $S_{wi}$ ) in two cross sections (one in North-South, the other in West-East direction). Also from these cross-sections the differences in SCAL pro-

**Fig. 14: Vertical distribution of original oil in place**

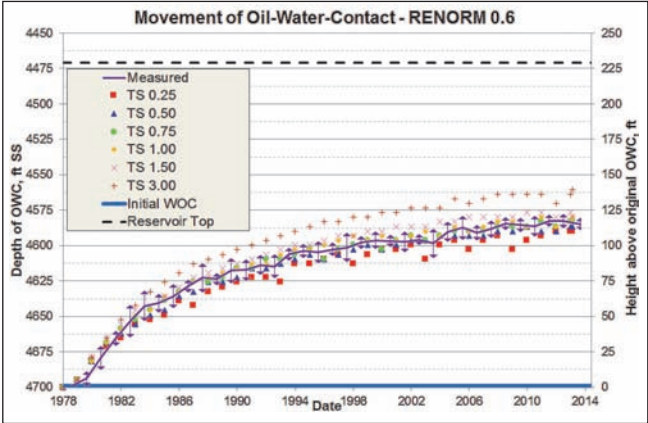


perties, respectively connate water saturation, per sub-zone of Sabah field, can be identified. **Fig. 14** shows the vertical distribution of the original oil in place of the matrix covering the entire oil leg between the initial OWC and the top of the reservoir. The curvature of the function is influenced in the vicinity of the OWC by the transition zone and towards the top of the reservoir by narrowing of the anticline.

For Sabah field more than 500 static pressure measurements were taken at different well locations in the period April 1977 until August 2013. Some of the measurements originate from observation wells, some of them from temporarily shut-in production wells. Due to varying shut-in times some of the measurements have been rejected for the pressure analysis. Creation of isobar maps did not unveil pronounced trends or areas with greater pressure differences, thus the assumption of good communication within the field was proven. Consequently the field's pressure history could be simply calculated as an average from the static bottom hole pressure measurements.

Contrary to determination of the pressure history, coming up with a phase contact history was less straight forward. In theory, the actual position of the phase contacts within the fracture network could be determined by running well logs. Those were recorded for Sabah field when drilling new wells only. Therefore, the amount of data and also their areal coverage and thus validity is limited. Fortunately, pressure evaluation has shown that no compartments exist, and therefore a more or less even (similar to a plane) rise in OWC can be assumed. Naturally, at the well locations, the general rise of OWC is superimposed by coning. The assumed OWC movement is indicated in **Fig. 15** by the thick purple line. To account for the uncertainty the purple arrows indicated the confidence intervals. Usually the water table does not rise evenly in a reservoir; consequently the dynamic OWC is not a horizontal plane. However the current software

**Fig. 15: Comparison of calculated and observed phase contact data**



implementation of the presented dual porosity MB calculation can handle just one value and thus a plane must be assumed. For the future, it can be imagined to extend the implementation similarly to a multi pool material balance calculation, which can handle different region pressures and different outer aquifers, so that different phase contact regions are taken into account.

Considering the initialized grid model of the reservoir, the tabulated three phase (oil, gas, water) production, pressure and contact movement history, the PVT and SCAL data and naturally the normalized recovery curve the foundation for performing dual porosity material balance is given. As the name normalized implies the ordinate values are in the range zero to one, in other words the asymptotic value and thus the ultimate recovery of the curve would be unity. This can be clearly seen from the red curve shown in *Fig. 13*. Therefore the normalized input has to be internally renormalized by the used software so that the asymptote converges to a physically realistic value. Besides the ordinate also the abscissa or in other words the time axis can be scaled. This means that without changing the shape of the recovery function and thus the characteristics of the matrix-fracture interaction the diligently elaborated input recovery curve can be tuned so that the observed reservoir behavior can be matched. Consequently two factors, the so called renormalization factor  $1/\alpha$  and the time scaling factor  $\beta$ , are the only screws to be adjusted for matching the phase contact movement. In addition to the normalized recovery curve *Fig. 13* shows also the rescaled curves for  $1/\alpha = 0.6$  and  $\beta = 0.5, 1.0$  and  $3.0$ .

### Matching of Phase Contact Movement

Matching of the phase contact movement is performed iteratively. Starting from initial values for both tuning parameters, and thus giving an initial recovery curve, the entire production history is calculated with the proposed methodology. Afterwards the calculated phase contact positions are compared with the observed ones. If the result is not satisfying, respectively the observed discrepancies are not acceptable one or both of the scaling factors have to be adjusted and the entire procedure is repeated. However, practical experience has shown, that it is better to change always just one single parameter, otherwise it becomes hard to distinguish the influences of each parameter on the calculated result. Choosing the start value of the renormalization factor should be based on the available SCAL data. For water-oil displacement this results in:

$$\frac{1}{\alpha} = 1 - \frac{S_{or}}{1 - S_{wi}} \quad (16)$$

As already told, for Sabah field, ten rock regions, each having different connate water saturations, were identified. The residual oil saturation however is regarded as constant. Therefore the start value of  $1/\alpha = 0.643$  was determined based on the as representative regarded SCAL functions shown in *Fig. 7*.

For the time scaling factor the most straight forward approach would be to start with  $\beta = 1$ . Compared to numerical reservoir simulation, the CPU time required for a single MB run is negligible. Depending on the length of the available production history a run finishes within a couple of minutes. This allows testing of many different parameter combinations to come up with the most suitable recovery curve for describing the matrix-fracture interaction.

### Discussion of the Results

In total 36 different combinations of the renormalization factor  $1/\alpha$  and the time scaling factor  $\beta$  have been investigated for the presented example. The tested  $1/\alpha$  values were in the range of 0.2 to 0.65 and those for  $\beta$  were in the range of 0.005 to 3. *Fig. 15* compares the measured and the calculated OWC for combinations of  $1/\alpha = 0.6$  and  $\beta$  values ranging from 0.25 to 3. The measured data is shown as a solid purple line, with confidence intervals at the data points. The calculated oil water contacts are shown with markers only.

Investigating *Fig. 15* in detail, it can be seen that none of the tested pairs of  $1/\alpha$  and  $\beta$  values perfectly reproduce the measured – respectively most likely – OWC development, especially not over the entire 35 years of production history. Naturally for reliably predicting the reservoir performance, a tight match towards the end of history is more relevant than at early times. Considering the spread in measured data, expressed by the confidence intervals the OWC development calculated for  $1/\alpha = 0.6$  and  $\beta = 0.75$  shown with green circles in *Fig. 15* gives the best fit. Therefore this parameter combination was chosen as basis for the prediction scenario described later on.

### Determination of Best Fitting Analytical Aquifer Model

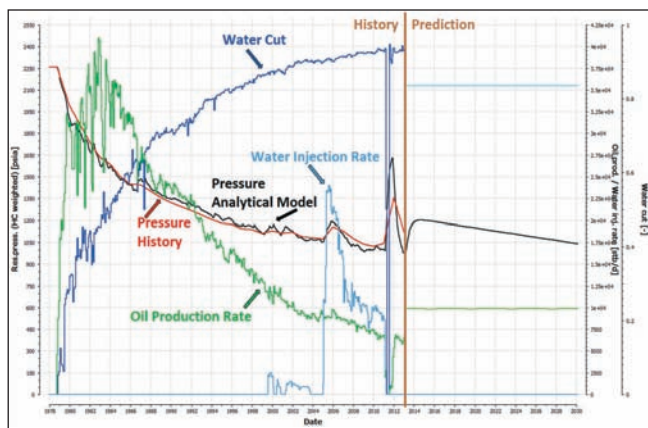
Considering *Eq. (2)* the water influx requirements for matching the production and pressure history are known as a function of time. Based on this data an analytical aquifer model is determined which allows calculating the water influx into the reservoir for prediction scenarios. For determining the best fitting analytical aquifer model the following error function should be minimized:

$$erf = \sum_{j=1}^N \omega_j [W_e(t_j) - W_e^o(t_j)]^2 \quad (17)$$

where  $W_e(t_j)$  is the water influx determined during the material balance calculation,  $W_e^a(t_j)$  is the water influx from one of the available analytical models (Fetkovich (1971), Vogt and Wang (1987), Carter and Tracy (1960)) and  $\omega_j$  is a weighting factor based on the elapsed production time. It expresses that water influx taking place at a later time has more importance than early ones. This allows reducing transient effects occurring most likely at early times. An iterative procedure that is also well suited for software implementation is described by Mittermeir et al. (2004).

For the herein used full field example the best fitting aquifer model is of Fetkovich type. The governing parameters, maximum encroachable water and aquifer productivity index equal  $W_{ei} = 4,739.81$  MMrbf and  $J_w = 108.55$  rbf/(psia.day) respectively. Before applying the Fetkovich analytical aquifer model and its parameter combination to the prediction runs it has to be verified. To do so, the history period has to be recalculated with MB, but instead of calculating the required water influx from an outer aquifer for matching the average reservoir pressure (input), the average reservoir pressure (output) will be determined by the analytical model. On the left of **Fig. 16** the field performance

**Fig. 16: Forecasted reservoir performance with constant target oil rate and fixed water cut**



(average reservoir pressure, oil production rate and water cut) for the history is shown. It should be noted that for this period two pressure curves are displayed. The red one corresponds to the pressure history. Therefore the intervals between the data points (date where the average reservoir pressure was determined based on the static bottom hole pressure measurements) are filled by linear interpolation. Contrary the pressure in the prediction mode is calculated with the beforehand identified best fitting analytical aquifer model. Naturally some discrepancies between the two pressures can be observed, however they are acceptable from an engineering point of view.

## Prediction of Future Field Performance

Having in hand a matched recovery curve and a best fitting analytical aquifer model the prerequisites for calculating prediction scenarios with material balance for dual porosity reservoirs are given. The engineer only has to decide on a future scenario by providing a target production. This allows a fast screening of possible production strategies on field level. Naturally individual well performances cannot be predicted in this way. This area is reserved for reservoir simulation. However material balance provides a valuable tool for developing an understanding of the reservoir and the dominating recovery mechanisms. One of the advantages of the proposed workflow is that reservoir simulation and material balance are conducted on the identical model. Therefore switching between both modeling tools is always possible.

As mentioned previously, ZOC aims to maintain average reservoir pressure and also wants to cut back the high field water cut. The influence of water injection on field performance (this means pressure development and water cut) is controversial. On the one hand, it might lead to stabilization of average field pressure decline, on the other hand the possibility exists, that the water is just cycled inside the fracture network and thus resulting only in costs for water treatment and pumps, but does not generate revenues by recovering additional oil. In case Sabah field would be a classical – this means non-fractured reservoir – water injection might be a good solution. However, since Sabah is a neutral to oil-wet naturally fractured reservoir, it is more likely that the matrix-fracture oil transfer is not influenced by the injected water.

To testify this assumption the following scenario was setup. Water injection – which is currently suspended anyhow – will not be put into operation again. The material balance model will be operated for another 17 years, this means until 2030. To reduce the amount of water that has to be treated and disposed, the water cut should be reduced from currently above 90% to 85%. At the same time, the field oil production should be increased from currently approximately 9,500 STB/D to future 10,000 STB/D. For reasons of simplicity, constant rates have been assumed for the prediction scenario. At first glance it sounds impossible to increase the field oil rate and decrease the field water cut.

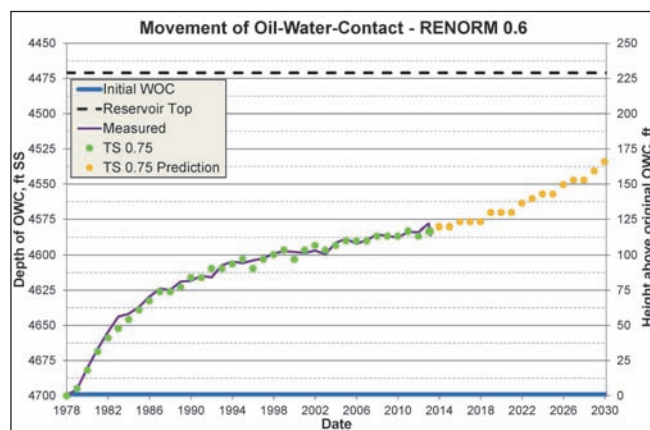
However the right side of **Fig. 16** presenting the field performance (average reservoir pressure, oil production rate and water cut) for the prediction period shows that this seemingly contradiction of increased net production and reduced water cut is feasible, due to the nature of this fractured reservoir. Oil recovery from the matrix is governed by the capillary imbibition and gravity drainage, but not by



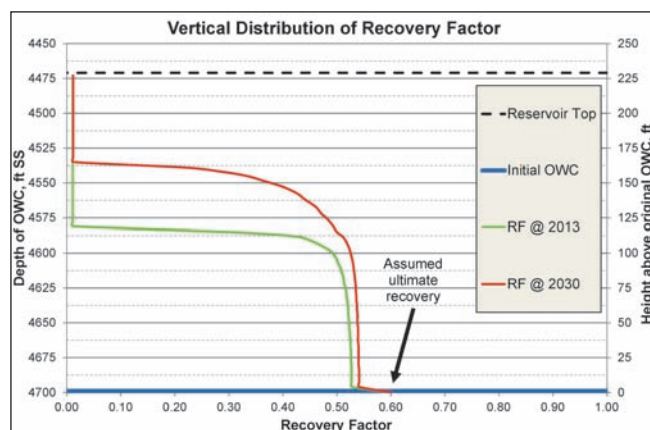
drawdown. The above outlined scenario means that the liquid production rate would drop from currently 95 MSTB/D to 60 MSTB/D. Additionally it can be clearly seen from **Fig. 16** that at first the average reservoir pressure will increase sharply by about 200 psia and will moderately drop until the end of the prediction period to the actual level. This pressure response can be explained by the decrease of gross production and the strong outer aquifer.

**Fig. 17** shows the oil water contact movement for the history period and also the forecasted rise. Finally **Fig. 18** compares the matrix oil recovery factors per tranche as a function of depth for the end of history and end of prediction. Also from this plot the rise in water table can be identified.

**Fig. 17: Forecasted movement of oil water contact**



**Fig. 18: Vertical distribution of matrix recovery factors at end of history and end of prediction period**



For the demonstrated case dual porosity MB calculation shows that an increased field oil rate and reduced water cut is theoretically feasible. The question how to apply this finding to the field, respectively how to modify the production operations, has to be answered by reservoir simulation. Only a numerical reservoir model allows assessing individual well performance and their prediction. Note that there is a difference between a

tank model, the numerical reservoir model and the real reservoir. However material balance always was a valuable tool for reservoir engineers for quick assessing reservoir performance and production planning. From now onwards it is also possible to use it for naturally fractured reservoirs.

## Conclusion

- The method invented by *Mittermeir* successfully combines the classical material balance and displacement efficiency calculations. With this approach a realistic dual porosity material balance calculation – this means considering the physics of matrix oil recovery – became possible.
- The validity of this statement is demonstrated at first time by the successful application of the schema on the dual porosity Sabah field.
- By matching phase contact movements a recovery curve describing the matrix-fracture interaction could be determined. Such a curve can be used for subsequent numerical reservoir simulation also.
- However the applied method – similar to conventional single porosity material balance – cannot replace numerical reservoir simulation. Nevertheless, the strengths but also the limitations of MB calculations, makes it a valuable tool for the practicing reservoir engineer. MB calculation are an excellent and fast screening tool for quick assessing reservoir performance and production planning.

## Nomenclature

$B$	formation volume factor, $L^3/L^3$ , STB/res bbl
$c$	compressibility, $Lt^2/m$ , $1/psia$
$E$	efficiency/recovery factor
$G$	gas amount, $L^3$ , scf
$G_I$	cumulative injected gas, $L^3$ , scf
$g$	specific gas amount, scaled to unit oil in place
$J_w$	aquifer productivity index, $L^4/m$
$k_a$	apparent matrix permeability, $L^2$ , md
$k_r$	relative permeability
$m$	gas cap factor
$N$	original oil in place, $L^3$ , STB
$N_p$	cumulative oil production, $L^3$ , STB
$p$	pressure, $m/L^3$ , psia
$q$	production rate or flow rate, $L^3/t$ , STB/day
$Q$	cumulative production, $L^3$ , STB
$Q_{mf}$	cumulative matrix-fracture oil transfer, $L^3$ , STB
$R_p$	production gas/oil ratio, $L^3/L^3$ , scf/STB
$R_s$	solution gas/oil ratio, $L^3/L^3$ , scf/STB
$t$	time, $t$ , day
$S$	saturation
$V$	pore volume, $L^3$ , res bbl
$W_I$	cumulative injected in place, $L^3$ , STB

$W_e$  water encroachment, L<sup>3</sup>, STB  
 $W_{ei}$  maximum encroachable water, L<sup>3</sup>, STB  
 $W_p$  cumulative water production, L<sup>3</sup>, STB  
 $w$  specific water amount, scaled to unit oil in place

#### Greek symbols:

$\alpha$  reciprocal of ultimate recovery  
 $\beta$  time scaling factor  
 $\Delta$  difference operator  
 $\mu$  viscosity, m/Lt, cp  
 $\Phi_p$  phase potential, m/L<sup>3</sup>, psia  
 $\Sigma$  shape factor, 1/L<sup>2</sup>, 1/ft<sup>2</sup>  
 $\omega$  weighting factor

#### Subscripts:

$a$  apparent  
 $b$  bubblepoint  
 $f$  fracture  
 $g$  gas phase  
 $i$  initial  
 $j$  time point index  
 $k$  tranche index  
 $m$  matrix  
 $M$  tranche for top of reservoir  
 $N$  time index for end of history  
 $o$  oil phase  
 $p$  phase  
 $R$  recovery  
 $r$  residual  
 $s$  solution  
 $w$  water phase

#### Greek Subscripts:

$\phi$  pore

#### Superscripts:

$a$  analytical  
 $g$  gas  
 $n$  normalized  
 $w$  water

#### Acknowledgements

Authors wish to express their appreciation to the management of Zueitina Oil Company (ZOC), of Tripoli, Libya for permission to publish this paper and to use their field data for demonstration purposes.

#### References

- [1] *Amiry, M. T.* 2014. Modeling Flow Behavior in Naturally-Fractured Reservoirs. PhD Thesis, Montanuniversität Leoben, Leoben, Austria (February 2014).
- [2] *Carter, R. D. and Tracy, G.W.* 1960. An Improved Method for Calculating Water Influx. In *Petroleum Transactions, AIME*, Vol. 219, 415–417.
- [3] *Fetkovich, M. J.* 1971. A Simplified Approach to Water Influx Calculations-Finite Aquifer Systems. *Journal of Petroleum Technology* 23 (7): 814–828. SPE-2603-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2603-PA>
- [4] *Heinemann, Z. E.* 2004. Using Recovery Curves in Modeling Natural Fractured Hydrocarbon Reservoirs. Proposal for a PhD Research Project at the Montanuniversität Leoben, Austria, March 2004.
- [5] *Heinemann, Z. E. and Mittermeir, G. M.* 2012. Derivation of the Kazemi-Gilman-Elsharkawy Generalized Dual Porosity Shape Factor. *Transport in Porous Media*, 91 (1) 123–132. <http://dx.doi.org/10.1007/s11242-011-9836-4>
- [6] *Kazemi, H., Gilman, J. R. and Elsharkawy, A. M.* 1992. Analytical and Numerical Solution of Oil Recovery from Fractured Reservoirs Using Empirical Transfer Functions. *SPE Reservoir Engineering* 7 (2): 219–227. SPE-19849-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/19849-PA>
- [7] *Mansur, M. A.* 1987. Sabah Field. Geological Report, September 1987.
- [8] *Mittermeir, G. M.* 2015. „Material Balance Method for Dual Porosity Reservoirs using Recovery Curves to Model the Matrix-Fracture Transfer,” paper SPE 174082-PA SPE Reservoir Engineering and Evaluation (now in editing phase, Volume and Issue not known yet).
- [9] *Mittermeir, G. M., Pichelbauer J., and Heinemann Z. E.* 2004. Automated Determination of Aquifer Properties from Field Production Data. Paper presented at the 9<sup>th</sup> European Conference on Mathematics of Oil Recovery (ECMOR IX), Cannes, France, 30 August – 2 September.
- [10] *Pirker, B. and Heinemann Z. E.* 2008. Method to Preliminary Estimation of the Reserves and Production Forecast for Dual Porosity Fractured Reservoirs. Paper SPE 113378-MS presented at the EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition held in Rome, Italy, 9–12 June. <http://dx.doi.org/10.2118/113378-MS>
- [11] *Pirson, S. J. ed.* 1958. *Oil Reservoir Engineering*, 508. New York City: McGraw-Hill Book Company
- [12] *Sandoval, P., Calderon, Z. and Ordóñez A.* 2009. A new, Generalized Material Balance Equation for Naturally Fractured Reservoirs. Paper SPE 122395-MS presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Cartagena de Indias, Columbia, 31 May – 3 June. <http://dx.doi.org/10.2118/122395-MS>
- [13] *Turner, J.* 1944. How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil. *Oil Weekly* 144 (June 12): 32–34.
- [14] *Warren, J. E. and Root, P. J.* 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE J.* 3 (3): 245–255. SPE-426-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/426-PA>
- [15] *Van Everdingen, A. F. and Hurst W.* 1949. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology* 1 (12): 305–324. SPE-949305-G. <http://dx.doi.org/10.2118/949305-G>
- [16] *Vogt, J. P. and Wang, B.* 1987. Accurate Formulas for Calculating the Water Influx Superposition Integral, Paper SPE 17066 presented at the SPE Eastern Regional Meeting held in Pittsburgh, Pennsylvania, 21–23 Oct. <http://dx.doi.org/10.2118/17066-MS>

## Appendix A – Material Balance (MB)

The Material Balance (MB) given in Eq. (A1) is valid for saturated and undersaturated oil reservoirs, for gas reservoirs with and without water influx from an aquifer, considering the compressibility of the rock and the connate water and possible water and gas injections.

$$N \left[ B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) + \frac{B_{oi} (c_\phi + S_{wi} c_w) (p_i - p)}{1 - S_{wi}} \right] + G (B_g - B_{gi}) + W_e B_w \quad (A1)$$

$$= N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] + W_p B_w - (W_l B_w + G_l B_g)$$

Usually the constant term for the rock and water compressibility is replaced by an apparent pore volume compressibility factor  $c_{\phi a}$  given by:

$$c_{\phi a} = \frac{c_\phi + S_{wi} c_w}{1 - S_{wi}} = \frac{c_\phi + S_{wi} c_w + c_w - c_w}{1 - S_{wi}} = \frac{c_\phi + c_w}{1 - S_{wi}} - c_w \quad (A2)$$

The initial free gas volume  $G$  can be also expressed by the gas cap factor  $m$ , the original oil in place  $N$  and the formation volume factors of oil ( $B_{oi}$ ) and gas ( $B_{gi}$ ).

$$G = \frac{m N B_{oi}}{B_{gi}} \quad (A3)$$

Inserting the relations of Eq. (A2) and Eq. (A1) in Eq. (A3):

$$N [B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s)] + N B_{oi} c_{\phi a} (p_i - p) + m N B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_e B_w \quad (A4)$$

$$= N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] + W_p B_w - (W_l B_w + G_l B_g)$$

Dividing Eq. (A4) now by the gas formation volume factor  $B_g$  gives:

$$N \left[ \frac{B_o}{B_g} - \frac{B_{oi}}{B_g} + (R_{si} - R_s) \right] + \frac{N B_{oi} c_{\phi a} (p_i - p)}{B_g} + m N B_{oi} \left( \frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right) + \frac{W_e B_w}{B_g} \quad (A5)$$

$$= N_p \left[ \frac{B_o}{B_g} - R_s \right] + N_p R_p + \frac{W_p B_w}{B_g} - \left( \frac{W_l B_w}{B_g} + G_l \right)$$

Eq. (A5) can now be written for time points  $j$  and  $j+1$ . Writing Eq. (A5) for time point  $j$  will lead to:

$$N \left[ \frac{B_{oj}}{B_{gj}} - \frac{B_{oi}}{B_{gj}} + (R_{sj} - R_s) \right] + \frac{N B_{oi} c_{\phi a} (p_i - p_j)}{B_{gj}} + m N B_{oi} \left( \frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{gj}} \right) + \frac{W_{ej} B_{wj}}{B_{gj}} \quad (A6)$$

$$= N_{pj} \left[ \frac{B_{oj}}{B_{gj}} - R_{sj} \right] + N_{pj} R_{pj} + \frac{W_{pj} B_{wj}}{B_{gj}} - \left( \frac{W_{lj} B_{wj}}{B_{gj}} + G_{lj} \right)$$

For writing Eq. (A5) at time point  $j+1$  the index  $j$  of Eq. (A6) simply has to be replaced by  $j+1$ . Please note that for variables of cumulative production/injection ( $N_p$  for produced oil,  $W_l$  for injected water, etc.) the increment  $\Delta_{j+1}$  of the production/injection for the time step will be written.

$$N \left[ \frac{B_{oj+1}}{B_{gj+1}} - \frac{B_{oi}}{B_{gj+1}} + (R_{sj+1} - R_s) \right] + \frac{N B_{oi} c_{\phi a} (p_i - p_{j+1})}{B_{gj+1}} + m N B_{oi} \left( \frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{gj+1}} \right) + \frac{(W_{ej} + \Delta_{j+1} W_e) B_{wj+1}}{B_{gj+1}} \quad (A7)$$

$$= (N_{pj} + \Delta_{j+1} N_p) \left[ \frac{B_{oj+1}}{B_{gj+1}} - R_{sj+1} \right] + N_{pj} R_{pj} + \Delta_{j+1} N_p R_p$$

$$+ \frac{(W_{pj} + \Delta_{j+1} W_p) B_{wj+1}}{B_{gj+1}} - \left( \frac{(W_{lj} + \Delta_{j+1} W_l) B_{wj+1}}{B_{gj+1}} + (G_{lj} + \Delta_{j+1} G_l) \right)$$

It should be noted that for time point  $j$  the cumulated

gas production  $G_{pj}$  could be expressed by the cumulative oil production  $N_{pj}$  and the overall production gas/oil ratio  $R_{pj}$ . This means:

$$G_{pj} = N_{pj} R_{pj} \quad (A8)$$

Therefore at time point  $j+1$  the cumulative gas production  $G_p$  is equal to:

$$G_{pj+1} = G_{pj} + \Delta_{j+1} G_p = G_{pj} + \Delta_{j+1} N_p \bar{R}_p \quad (A9)$$

where  $\bar{R}_p$  is the average production gas/oil ratio for the time period  $t_j, t_{j+1}$ . Subtracting Eq. (A6) from Eq. (A7) results in the differential form of the material balance:

$$N \Delta_{j+1} \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right) - N B_{oi} \Delta_{j+1} \left( \frac{1}{B_g} \right) + N B_{oi} c_{\phi a} \Delta_{j+1} \left( \frac{1}{B_g} \right) - N B_{oi} c_{\phi a} \Delta_{j+1} \left( \frac{p}{B_g} \right) \quad (A10)$$

$$+ m N B_{oi} \Delta_{j+1} \left( \frac{1}{B_g} \right) + W_{ej} \Delta_{j+1} \left( \frac{B_w}{B_g} \right) + \Delta_{j+1} W_e \left( \frac{B_w}{B_g} \right)_{j+1}$$

$$= N_p \Delta_{j+1} \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right) + \Delta_{j+1} N_p \left[ \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{j+1} + \bar{R}_p \right]$$

$$+ W_{pj} \Delta_{j+1} \left( \frac{B_w}{B_g} \right) + \Delta_{j+1} W_p \left( \frac{B_w}{B_g} \right)_{j+1} - W_{lj} \Delta_{j+1} \left( \frac{B_w}{B_g} \right) - \Delta_{j+1} W_l \left( \frac{B_w}{B_g} \right)_{j+1} - \Delta_{j+1} G_l$$

From Eq. (A10) the increment in oil production  $\Delta N_p$  for the time period  $t_j, t_{j+1}$  is expressed as:

$$\Delta_{j+1} N_p = \frac{(N - N_p) \Delta_{j+1} \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right) + N B_{oi} \Delta_{j+1} \left( \frac{1}{B_g} \right) (p_i c_{\phi a} - 1) - N B_{oi} c_{\phi a} \Delta_{j+1} \left( \frac{p}{B_g} \right) + m N B_{oi} \Delta_{j+1} \left( \frac{1}{B_g} \right)}{\left[ \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{j+1} + \bar{R}_p \right]} \quad (A11)$$

$$+ \frac{W_{ej} \Delta_{j+1} \left( \frac{B_w}{B_g} \right) - W_{pj} \Delta_{j+1} \left( \frac{B_w}{B_g} \right) + \Delta_{j+1} W_e \left( \frac{B_w}{B_g} \right)_{j+1} - \Delta_{j+1} W_p \left( \frac{B_w}{B_g} \right)_{j+1} + W_{lj} \Delta_{j+1} \left( \frac{B_w}{B_g} \right) + \Delta_{j+1} W_l \left( \frac{B_w}{B_g} \right)_{j+1}}{\left[ \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{j+1} + \bar{R}_p \right]}$$

$$+ \frac{\Delta_{j+1} G_l}{\left[ \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{j+1} + \bar{R}_p \right]}$$

For sake of easier explanations in the main part of this work Eq. (A11) will be written for a unit initial oil volume. In this case the cumulative oil production  $N_p$  becomes the recovery factor  $E$  itself. The terms for the produced water ( $W_p$ ), the water encroachment ( $W_e$ ) and the injected cumulative amounts of water ( $W_l$ ) and gas ( $G_l$ ) have to be scaled to unit oil in place. In the applied notation those scaled amounts will be expressed by lower case symbols wfor water and gfor gas. Finally the increase in recovery factor  $\Delta_{j+1} E = E_{j+1} - E_j$  during a single time step  $\Delta t = t_{j+1} - t_j$  is given by Eq. (A12).

$$\Delta_{j+1} E = \frac{(1 - E) \Delta_{j+1} \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right) + B_{oi} \Delta_{j+1} \left( \frac{1}{B_g} \right) (p_i c_{\phi a} - 1) - B_{oi} c_{\phi a} \Delta_{j+1} \left( \frac{p}{B_g} \right) + m B_{oi} \Delta_{j+1} \left( \frac{1}{B_g} \right)}{\left[ \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{j+1} + \bar{R}_p \right]} \quad (A12)$$

$$+ \frac{w_{ej} \Delta_{j+1} \left( \frac{B_w}{B_g} \right) - w_{pj} \Delta_{j+1} \left( \frac{B_w}{B_g} \right) + \Delta_{j+1} w_e \left( \frac{B_w}{B_g} \right)_{j+1} - \Delta_{j+1} w_p \left( \frac{B_w}{B_g} \right)_{j+1} + w_{lj} \Delta_{j+1} \left( \frac{B_w}{B_g} \right) + \Delta_{j+1} w_l \left( \frac{B_w}{B_g} \right)_{j+1}}{\left[ \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{j+1} + \bar{R}_p \right]}$$

$$+ \frac{\Delta_{j+1} g_l}{\left[ \left( \frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{j+1} + \bar{R}_p \right]}$$



## Appendix B – Monitoring of Phase Contacts

Having the recovery factor  $E_{kj}$  the cumulative transferred oil from the matrix into the fracture can be easily calculated:

$$Q_{mf}(t_j) = \sum_{k=1}^M OOIP_k \cdot E_{kj} \quad (B1)$$

The actual amount of the oil in the fracture is:

$$N_{fj}(t_j) = N_{fi} + Q_{mf}(t_j) - Q_o(t_j) \quad (B2)$$

where  $Q_o$  is the cumulative oil production and  $N_{fi}$  is the original amount of oil in the fracture situated between the initial water and gas oil contacts (OWC and OGC).

In the fracture system complete phase segregation is assumed. If the vertical distribution of the fracture volume  $V_{fk}$  with  $k = 1, M$  is known then also the positions of the phase contacts can be determined. The volume of the oil column between the actual phase contacts is given by the following relation:

$$\sum_{k=K_{owc}}^{K_{ogc}} V_{fk} \approx [N_{fi} + Q_{mf}(t_j) - Q_o(t_j)] B_{oj} \quad (B3)$$

The  $\approx$  sign expresses that due to the vertical resolution applied for the actual approach the phase contacts will be placed in the vertical tranches with  $\pm 1m$  tolerance. The fracture oil column is situated in the interval  $K_{owc}$  and  $K_{ogc}$ . Above the level  $K_{ogc}$  the fracture column is filled with free gas. Below  $K_{owc}$  the fracture column contains only water. For reasons of simplicity it is assumed that the connate and residual saturations of the fracture equal zero.

In an undersaturated case no free gas exists in the fracture so the position of the actual OWC is determined by the following relation:

$$\sum_{k=K_{owc}}^M V_{fk} \geq [N_{fi} + Q_{mf}(t_j) - Q_o(t_j)] B_{oj} > \sum_{k=K_{owc}+1}^M V_{fk} \quad (B4)$$

The actual OWC is then situated between the depths  $K_{owc}$  and  $K_{owc}+1$  measured upwards from the original OWC.  $k=0$  corresponds to the depth of the original OWC. Please note that  $M$  corresponds to the top depth of the reservoir. The determination of OGC in absence of water inflow is similar. If both free gas and water inflow exist then the position will be more uncertain and will need supplementary considerations. These cases are presented and discussed in Appendix B.

The determination of the OGC position in absence of water influx is similarly simple:

$$\sum_{k=1}^{K_{ogc}} V_{fk} \geq [N_{fi} + Q_{mf}(t_j) - Q_o(t_j)] B_{oj} > \sum_{k=1}^{K_{ogc}-1} V_{fk} \quad (B5)$$

The actual OGC is then situated between the depths  $K_{ogc}$  and  $K_{ogc}-1$  measured upwards from the original OWC.

For the three phase case – gas on top of the fracture

column (Zone 2), oil in the middle (Zone 1) and water at the bottom (Zone 3) – placement of the phase contacts (OWC and OGC) is no longer trivial. For setting the OWC it is necessary to consider **Eq. (9)** – which is burdened by the uncertainty for estimating the gas saturation – for calculating the water amount intruded into the matrix. Summing up **Eq. (9)** for the interval between the first tranche above the initial OWC and the actual OWC ( $K_{owc}$ ) the cumulative water intrusion in the matrix system is given by:

$$W_{mj} = \sum_{k=1}^M w_{kj} \quad (B6)$$

The cumulative water influx ( $W_{ej}$ ) to the entire reservoir (matrix and fracture) is calculated from **Eq. (2)** as usually according to the pressure history. The aquifer, being the source of the water encroachment  $W_e$  is connected to the fracture system only. Therefore the amount of water residing within the fracture pore volume at the time  $j$  is:

$$W_{ej} - W_{mj} - Q_w(t_j) \quad (B7)$$

The following relation has to be satisfied:

$$\sum_{k=1}^{K_{owc}} V_{fk} \leq [W_e - W_{mj} - Q_w(t_j)] B_{wj} < \sum_{k=1}^{K_{owc}+1} V_{fk} \quad (B8)$$

The actual OWC is then situated between the depths  $K_{owc}$  and  $K_{owc}+1$  measured upwards from the original OWC.

The amount of gas in the matrix is the sum of the free and dissolved gas:

$$G_{mj} = \sum_{k=1}^M V_{mk} \left( \frac{S_{gk}}{B_g} + \frac{S_{ok}}{B_o} R_s \right)_j \quad (B9)$$

Let be  $G_i$  the original gas amount in the entire model then the actual amount of the free gas in the fracture is:

$$G_{fj} = G_i - G_{mj} - N_{fi} R_{sj} - Q_g(t_j) \quad (B10)$$

$$\sum_{k=K_{ogc}}^M V_{fk} \leq G_{fj} B_{gj} < \sum_{k=K_{ogc}-1}^M V_{fk} \quad (B11)$$

Naturally the fracture volume residing between the estimated OWC and OGC must be equal to the volume of the oil column given by **Eq. (15)**. Satisfying this requirement is a difficult matter and it needs a careful and critical estimation of the relative permeability functions.

### Conversion Factors

acre	x	4.046873	E+03	= m <sup>2</sup>
bar	x	1.0*	E+05	= Pa
bbl	x	1.589 873	E-01	= m <sup>3</sup>
cp	x	1.0*	E-03	= Pa.s
ft	x	3.048*	E-01	= m
ft <sup>3</sup>	x	2.831685	E-02	= m <sup>3</sup>
lbm	x	4.535924	E-01	= kg
psi	x	6.894757	E+00	= kPa

\*Conversion factor is exact.

## Author Biography

**MOHAMED M. GHARSALLA** is Reservoir Engineering Superintendent of Engineering Planning Department with Zueitina Oil Company, Tripoli (Libya). Gharsalla holds BS degree from Tripoli University Libya and MS degree from the Mining University–Leoben, all in Petroleum Engineering, where he is currently also performing his PhD studies. His research interests are production optimization, especially for naturally fractured reservoirs. In the past he has published three papers already. Additionally to his management and lecturing activities, he is appointed by the NOC to serve as instructor for the Libyan professionals of the Libyan oil sector.

**ZOLTÁN E. HEINEMANN** is professor emeritus at the Mining University where he taught reservoir engineering since 1977 and he is president of the company Heinemann Consulting Ltd, both in Leoben (Austria). Before that he served in the Hungarian Oil Industry (now MOL) as reservoir engineer for 15 years. He earned the John Franklin Carll award in 2007 from the SPE for his contributions in numerical simulation. He has authored/co-authored more than 110 scientific publications. Heinemann holds BS, PhD degrees from the University Miskolc (Hungary) and MS from ENSPM (Paris). All three degrees are in Petroleum Engineering.

**GEORG M. MITTERMEIR** is head of software development and senior reservoir engineer with Heinemann Consulting GmbH (HC), Leoben Austria. Before joining HC in 2006 he served for three years as research and teaching assistant at the Petroleum Engineering Department of the Mining University–Leoben, Austria. He has authored/co-authored ten scientific publications. Mittermeir holds BS, MS and PhD degrees from the Mining University–Leoben. All three degrees are in Petroleum Engineering.

**MOHAMED M. GHARSALLA (Zueitina Oil Company, Libya), ZOLTÁN E. HEINEMANN (Mining University Leoben, Austria) and GEORG M. MITTERMEIR (Heinemann Consulting GmbH, Leoben, Austria): ANYAGMÉRLEG-SZÁMÍTÁS ALKALMAZÁSA A TÖREDEZETT KETTŐS POROZITÁSÚ SABAH MEZŐRE**

*A cikk a Sabah mezőre végzett anyagmérleg-számítás eredményét és az abból levont következtetéseket mutatja be. A tároló kettős porozitású részben dolomizált mészkő. A telep könnyű, erősen telítetlen, 85 millió m<sup>3</sup>-re becsült kőolajat tartalmazott. A telep talpi vízhajtás mellett 36 év alatt 38 millió m<sup>3</sup> olajat és 130 millió m<sup>3</sup> vizet termelt. A szerzők a kettős porozitású olajtelepekre a Mittermeir által kidolgozott anyagmérleg-számítási módszert alkalmazták, amely korrektil leírja a repedésháló és a mátrixblokkok közötti anyagcserét. Az eljárás azon felismerésre alapoz, hogy az anyagcsere-kihozatali görbékkel is leírható. Az eljárás nem csak a telepnyomást, hanem a fázishatárokat is illeszti, és ezáltal szolgáltatja az analitikus vízbeáramlási modell mellett a mátrix-repedés olajcsere függvényét is. A számítás eredményesen reprodukálta a fázishatár mozgását és meghatározta a mátrix átlagos kihozatali görbét. Az erre alapozott előrejelzés valószínűsíti, hogy a mező a jelenleginél magasabb olajhozammal és lényegesen kisebb vízszázalékkal lesz üzemeltethető.*

## EGYESÜLETI HÍREK

### Az OMBKE Választmányának ülése

(Budapest, 2014. október 15.)

Az ülést dr. Nagy Lajos elnök nyitotta meg, ismertette a napirendet, melyet a választmány egyhangúlag megszavazott. Ezt követően tájékoztatást adott az előző választmányi ülés óta eltelt időszakról (a selmeci diákhagyományokat a Miskolci és a Soproni Egyetem kezdeményezésére felvették az UNESCO kulturális örökség nemzeti listájára; átadták dr. Aradszky András NFM államtitkárnak a V4 országok bányász–kohász egyesületei által készített memorandumot; szlovák bányásztelepülések 7. országos találkozója; szeptember 24. az úrvölgyi bányász hagyományörzők ünnepe; szeptember 12. selmecbányai szalamander; debreceni

HUNGEO konferencia; sikeres KFVSz konferencia Siófokon stb.).

A megalakult választmányi bizottságok és vezetőik:

Alapszabály Bizottság (dr. Esztó Péter); Történeti Bizottság (Tóth János); Etikai Bizottság (dr. Bakó Károly); Gazdasági Bizottság (dr. Holoda Attila); Kiadói Bizottság (Hevesi Imre); Oktatási Bizottság (dr. Dúl Jenő).

Az egyes bizottságokba delegált személyek neveit a szakosztályok adják meg.

Az előző választmányi ülés határozatainak végrehajtása: a fiatalok egyesületi életbe történő bevonása és végzés utáni megtartása érdekében dr. Mende Tamás (EO) dolgoz ki cselekvési programot; egyesületi írásos javaslat készült a felsőoktatással foglalkozó Palkovics László államtitkár részére az osztatlan képzés visszaállítására; a V4 memorandum eljuttatjuk Orbán Anitának, az EU utazó energetikai nagykövetének is.

A szakosztályok 3 bányász és 4 ko-

hász Szent Borbála-érem kitüntetésre és egy Miniszteri Elismerő Oklevél felterjesztésre tettek javaslatot, amit a választmány egyhangú szavazással jóváhagyott.

Az OMBKE 2014. I–III. negyedévi gazdálkodási eredményéről írásban kiadott tájékoztatóhoz fűzött megjegyzések: a költségek és a bevételek az éves tervhez viszonyítva időarányosan teljesültek; az egyéni tagdíjak befizetésénél az elmaradás: 3021 E Ft, figyelemfelkeltő levelet és csekket kapnak a nem fizető tagok; az OMBKE vezetői a támogatás érdekében megkeresik a potenciális cégeket.

Dr. Nagy Lajos elnök bejelentette, hogy a 2015. évi országos Bányász–Kohász–Erdész Találkozó az Egyesület 105. küldöttgyűlésével együtt kerül lebonyolításra Egerben, május 29–30-án. Az előkészítő munkával és a szervezéssel dr. Gagyi Pálffy Andrást bízta meg.

(Készült dr. Gagyi Pálffy András emlékeztetője alapján)

# Kőolaj és földgáz keletkezése rendhagyó elmélettel, valamint a képződött fluidum túlnyomásának és migrációjának lényege üledékes kőzetekben\*

ETO: 550.4 + 550.8 + 622.013



DR. PAPP LÁSZLÓ  
kutató vegyész.

*A tanulmány több mint 3 évtizedes elmélkedés és gyakorlati tapasztalat eredménye. Szembemegy e tárgyban elfogadott, széles körben tanított elméletekkel, azok geológiai környezetével. Lényegét tekintve: a szerves anyagok közönséges hőmérsékleten, spontán, enzimmatalizált környezetben bomlanak le szénhidrogénekké és más bomlástermékekké. A bomlás sebessége gyors lenne (néhány év), ha a bomlást nem lassítanák a körülvevő, konzerváló agyagásványok és a lassú fluidum-migráció (évmilliók), miközben az üledék vastagszik. A migráció mozgatója maga a gázképződéssel (túlnyomással) járó szervesanyagbomlás. Inhibitor hatású az a bonyolult kémiai egyensúly a sok komponensű rendszerben, ahol zárt térben a gázképződés egyúttal nyomásképződést jelent és az a Le Châtelier–Braun-féle elvnek megfelelően le-leállítja a migrációt, amíg valamilyen módon (például CO<sub>2</sub>-elnyelődés) nem csökken a nyomás. Vagyis a szerves anyag gázképződéses bomlása (túlnyomás) önjáró, migráló folyamat. Tehát a túlnyomás kizárólag a szervesanyagbomlás eredménye, ellentétben a tanított elmélettel, ahol gyors rétegsüllyedéssel magyarázzák azt. A bomlási anyagok migrációja viszont a képződött túlnyomás hatására történik. Az elmélet korszerű módon körbejárja azokat a geológiai morfológiai változásokat, amelyek az üledékes kőzetekben tapasztalhatók (emelkedések, süllyedések, vetők... okai).*

## Bevezetés

Alfred Wegener 1912-es elmélete óta tudjuk, hogy a konzervatív földtudomány kvázi fél évszázados lemaradásban van a szükséges és lehetséges fejlettségi szinthez képest, hiszen Wegener elméletét az 1960-as években fogadták el Robert S. Dietz és Harry Hammond Hess munkája nyomán. Ez a lemaradás tapasztalható ma is, hiszen ugyan már alkalmazzák a lemeztektonikát, csak mereven. Alfred Wegener csak annyit állított, hogy a kontinensek nem ott keletkeztek, ahol most vannak. Elvándoroltak. Azt nem tudta megmondani, hogy hogyan. Ma sokan a kontinentális lemezmozgások jelenleg folyamatosan mérhető se-

bességéből vonnak le hosszú távú (évmilliók) következtetéseket a jövőre vonatkozóan. Tévednek. Napjainkban is történtek figyelemre méltó események, amelyek bizonyítják, hogy a kontinensek lemezmozgási sebességének egyensúlyi érték körüli ingadozása (5–20 mm/év) néha drasztikusan eltérhet ettől.

A földrengés felszabaduló mozgási energia, amelyet lemezmozgás és vulkánkitörés kísérhet. *Vulkáni tevékenység szükséges a kőolaj és földgáz keletkezéséhez.* A vulkáni anyagok (elsősorban tufák) mállása adja a duzzadó agyagásványokat, melyek felhalmozzák, konzerválják a bomló szerves anyagokat és jelentősen lassítják azok lebomlását (in-

hibitív hatás). Így is a bomló szerves anyagokból képződő gázok (főként metán és szén-dioxid) döntő része a földtörténet során a légkörbe jutott, a szénhidrogén-kutatás számára elveszett a mocsárgázokhoz hasonlóan. Az egykori légkör víztartalma a szén-dioxidot „visszamosztotta” a litoszférába savas esők alakjában. A szerves anyagokban dús agyagásvány tartalmú rétegek rakódnak egymásra az évmilliók során, hogy kellően nagy szerves üledékgyűjtés esetén megindulhasson a gázképződéses bomlás és migráció. Itt már az emelkedett réteghőmérséklet is segíti a folyamatot, a deszorpciót, a konzerváló hatás befejezését. Az üledéket vizsgálva egyfajta szakaszosságot figyelhetünk meg annak képződésében. Ezek a szakaszok földtani korokhoz kötődnek, sőt azokon belül is megfigyelhetők.

## Üledékképződés és felhalmozódás

Mai tanított, széles körben elfogadott kőolaj- és földgázképződés szerint [2] a mélyen eltemetett szerves üledék magas hőmérséklet hatására hosszú idő (évmilliók) alatt „érés” folyamaton megy keresztül (több genezis állapot), melyek során ún. kerogén (geopolimer) pirolízist szenved, krakkolódik

\*A cikket vitaindítónak szánjuk az eltérő szakmai vélemények miatt.



(amely oxidáció), majd felhidrogéneződik (amely redukció) [3]. De nem esik szó az elszennvedhető oxidációról, a képzelt redukción, nem tudják megmagyarázni a nitrogéngáz, a szén-dioxid, a merkaptánok keletkezését és jelenlétét a földgázban, nem értekeznek a rétegvizek ammóniumion-tartalmáról, elsiklanak a kőolajok elemi kén és merkaptán tartalmának tisztázása felett is. Összességében: a KEROGÉN ELMÉLET NEM ÉLETKÉPES.

33 éve megjelent [1] első tanulmányom csak részben igazodott a szénhidrogének keletkezésével kapcsolatos akkori irányadó elképzelésekhez, de már akkor leírtam a kőolaj és földgáz képződésének egy új elméletét és mechanizmusait. A 33 éve leírt elképzelés ma is helytálló, viszont az akkor leírt keletkezési mechanizmus nem lett kellően kifejtve, így a részletekben lévő lényeg nem volt kellőképpen hangsúlyozva.

### **A szénhidrogének elhalt szerves biogén anyagokból keletkeznek 2 lépcsőben, vizes üledékekben**

Az **1. lépcsőben** enzimek és víz segítségével hidrolizálódnak alapvegyületekre és azok konzerválódnak duzzadó agyagásványokban. A **2. lépcsőben** (ahol már közönséges hőmérséklet is elegendő) a duzzadó agyagásványokból saját nyomásukkal kitörnek fluidum alakban és migráció közben szénhidrogénekké és más termékekké alakulnak át szintén bontó enzimek segítségével. A szénhidrogének gázkomponenseinek keletkezése egyben a túlnyomás keletkezését is jelenti zárt térben. A gáznyomás képződése bezárt térben a saját képződési reakcióját is gátolja. Ezért a sokféle reakció kémiai egyensúlya parányi nyomásképződések és nyomásesések játéka. A migrálva bomló fluidum az áramlási nyomásvesztések esetleges segítségével és gázelnyelődési reakciók (például karbonátosodás/meszesítés) segítségével mozog. Évmilliók kellhetnek a fluidum bomló migrációjához. Vagyis a migráció „üzemanyaga” a bomlási, szénhidrogén-képződési reakció(k) folyamatos megvalósulása. Ha a migrációs út közben a fluidum tárolót talál, akkor a tárolóban is folytatódik (befejeződik) a szénhidrogének képződése.

Az elmélet fontos része az, hogy a migrációs út közei, azok pórusteri nem reaktorok. Vagyis csak olyan és annyi szénhidrogéntípus képződik, mint amennyi a hidrolizált alapanyagokból természetes úton spontán képződhet. A spontán kémiai folyamatok nem igényelnek semmiféle energiát (hőmérséklet, nyomás), sőt azok termelnek némi energiát (negatív szabad entalpiaváltozás). A magas hőmérséklet gátolja a negatív szabad entalpiaváltozású reakciókat (a kerogén elmélet súlyos tévedése, miszerint: a szénhidrogének magas hőmérsékleten és nyomáson képződnek).

**Összefoglalva: a szénhidrogén-képződés a kizárólagos oka a túlnyomásnak és migrációnak.**

### **Az üledékfelhalmozódás elméletei**

Az üledékfelhalmozódás, benne a szerves és szervetlen üledékeké, alapvető kérdés. A konvencionális elképzeléseket ma már új szempontokkal kell kiegészíteni, vagy adott esetben azokat el kell vetni. Három rétegrácsos duzzadó agyagásványok nélküli szervesüledék-felhalmozódás ma sem elképzelhető. Az agyagásványok keletkezéséhez és azok mállásához VULKÁNI TEVÉKENYSÉG és VIZES közegek kell. Az elhidrolizált szerves anyagok alapvegyületeit csak ezek az agyagásványok képesek konzerválni hosszú időn (évmilliók) át, hogy gyorsan ne bomoljanak le és ne szóródjanak szét kőzetben, vízben, légtérben. A bomlás közönséges hőmérsékleten játszódik le. A biológiai anyag a természet olyan csodája, amely szervetlen környezetben képes magát létrehozni, életre kelni, majd elhalás után saját magát lebontani. Ilyen értelemben nincs a biológiai anyagok között különbség. Talajvizes kutak (10–15 m) fűrásánál gyakran tapasztalható gáz- és nyomai olajmegjelenés, különösen akkor, ha a területen korábban évtizedekig aktív állattenyésztés folyt. Hasonló a híg trágyákból keletkező szénhidrogének (főleg metán) termelése. A tengeri, holt-tengeri (tavi) szerves üledékek bomlásából származó szénhidrogének lényegesen nagy hányada veszett kárba a földtörténet során kellő adszorpció, dúsulás és konzerválódás híján. A légnemű termékek (metán, etán, propán, bután, nitrogéngáz, szén-dioxid) az akkori légkör sűrűségéhez képest könnyebb komponensei felemelkedhettek a légkör felső rétegeibe. Az atmoszféra növekvő víztartalma kitisztította, egy részüket visszamosta a vízi vagy szárazföldi felszínre. A nem illékony bomlási termékek a szilárd litoszférában szétszóródtak. A bomlástermékek kis százaléka (kb. 0,1–10%) temetődött el duzzadó agyagásványokkal. Mint ismert, az agyagásványok, különösen a duzzadóak vulkáni tufák mállásának termékei. Ha nincs vulkáni tevékenység, nincs pélitképződés vizes közegben. Vagyis csak az olyan vulkáni tevékenység eredményes agyagásvány szempontból, ahol a vulkáni anyag tengerbe ömlik, vagy a vulkán tenger alatti.

A vulkáni tevékenység aktivitása változó, eltérő lehetett egyes földtani korokban a Földön.

Ma már sejtjük, 1994 óta tudjuk, hogy nem csupán a Jupitert érhették kisbolygó-, üstökös- és becsapódások, hanem a Földet is a földtörténet során. A földtan foglalkozó kutatók a Föld mai egyensúlyi, statikus állapotából, mérési adataiból vontak le következtetéseket, amelyekben nem szerepelnek az évszázad végi, huszonegyedik század eleji történésekből levonható

következmények újabb szempontjai. A földtörténet jelentős kihalási eseményeit általában nem hozták összefüggésbe külső becsapódási jelenségekkel. Ma már ezeket nem szabad és nem lehet figyelmen kívül hagyni. 10–40 km átmérőjű kisbolygó becsapódása 30–70 km/s sebességgel (1020–1022 MJ becsapódó mozgási energiát jelent a Föld adott pontjába, mindez megmagyarázza a kontinensek mai, véltnél lényegesen gyorsabb vándorlását a becsapódás után, az évmilliók múlva szakaszosan felszabaduló mozgási energia okát – földrengések, vulkánok). Ezek az új szempontok felülírják a konzervatív geológia tanított és kőbe véssett axiómáit, és mutatják a mai lemeztektonikai elképzelések gyengeségeit, az orogenezisről eddig kialakult szemlélet hibáit.

Ma már tudjuk, hogy a becsapódás magas hőmérsékletén bekövetkező plazmaállapot (8–15 millió K° is lehet) és óriási nyomás szüli kizárólag a gyémántot a becsapódás falán. A becsapódás a szilárd kéreg felizzításával hoz létre a mélyben magfúzióval több nemes- és nehézfém (Au, Ag, Ir, Pt, Th, U, Pu stb.), amelyeknek a felszín közelébe jutása főként az utóvulkáni „hidrotermális szakasz” révén lehetséges. Ebből az is következik, hogy ahol gyémántot, aranyat, irídiumot, platínát, uránt... bányásznak, ott jelentős becsapódás volt a földtörténetben. Az egykori kisbolygó-, üstökösmagbecsapódásra utal a vulkáni maradvány, működő vulkán, gyakori földrengések megléte. A plazmaállapot a Föld köpenyében, esetleg az asztenoszférában alakulhat ki a becsapódó tömegtől függően.

Az óriási mozgási energiával becsapódó kisbolygó 10–15 km-es kritikus átmérővel rendre áttörheti a Föld szilárd kérgét, különösen az óceánokban, ahol az átlagos szilárdkéreg-vastagság 5–7 km. A kéregköpeny határáig vagy az alsóköpeny-asztenoszférába behatoló rugalmatlan ütközés egyrészt hőenergiává alakul, másrészt maradó (elraktározott) mozgási energiaként hat. Az energia a kéreg-felsőköpeny litoszféra lemezekre hatva növeli a lemezütközéseket, a szubdukciót, a helyi és globális vulkáni aktivitást, hegységeket, hegyláncokat gyűrhet fel földtani léptékkel mérve rövid idő alatt (Alpok, Kárpátok, Kaukázusok, Himalája...). Közelíthet, távolíthat kontinenseket, illetve szétszakíthatja azokat, gigász cunamikát idéz elő, amelyek akár ezer km-re szórhatják szét az akkor aktuális üledéket. Az utóbbiaknál a kisbolygó mérete legalább 40–100 km, vagy annál nagyobb. Ebben az esetben a kontinentális lemezmozgások sebessége a mostani egyensúlyinak tekinthető, 10–20 mm/év sebesség helyett annak akár milliószorosára (10–90 km/év) is becsülhető, de egyre lassuló mozgással. A most mérhető „egyensúlyinak” nevezhető kontinentális lemezmozgásoktól eltérő, annál gyorsabb mozgásból kaphattunk ízelítőt 2011 már-

cusában, amikor a 9-es erősségű japán földrengés elmozdította a Föld forgástengelyét, és néhány másodperc alatt 18 métert távolodtak egymástól a tektonikai lemezek, amíg a legnagyobb japán sziget (Honsú) 2,4 métert távolodott Ázsiától. Az itt felszabaduló mozgási energia becsült értéke  $2.10^{18}$  J volt, azaz  $2.10^{12}$  MJ. A kisbolygó becsapódások energiája (100 km-es) elérheti a  $10^{25}$  MJ-t.

Felmerül még egy izgalmas kérdés, hogy a mai Kárpát-medencében történt-e valaha kisbolygó vagy kisbolygó-darab becsapódás? Számos jel erre utal. Gondoljunk csak a Pécs környéki urán-előfordulásra, amelynek egyre mélyebbre húzódó rétegét a dél-alföldi fúrásokban is megtalálták. A kiugróan magas termikus gradiens, a belső vulkánok egykori képződése, az arany, ezüst, más nemesfém-előfordulások e gondolatot erősítik.

## Üledékfelhalmozódás szempontjai

33 éve megjelent [1] első tanulmányomban leírtam az általános, földtanban tanított szempontokat. Ezeket most nem ismételtem meg. Ki kell azonban egészíteni azzal, hogy a fenti módon leírt globális kihalások óriási lebomló szervesanyag-halmazt jelentenek, majd ezt követően az üledékekben átmenetileg szervesanyag-szegénység jelentkezik. Hosszabb nyugalmi időszakban a szerves üledékképződés viszonylag egyenletes. Az üledékek szerves és szerves anyag arányát a peliták keletkezése (vulkáni anyagok folyamatos mállása) alapvetően befolyásolja. Duzzadó agyagásványok nélkül a potenciálisan szénhidrogénné alakuló bomló szerves anyag szétszóródik és a relatív túl gyorsan képződő szénhidrogének dúsulására nem marad mód. A Pannon-medencében a kb. 0,5 millió km<sup>3</sup> üledék is néhány kisebb-nagyobb vulkán diszperziós és mállási terméke. Közülük kiemelkedik az Erdélyi-középhegység, amely főleg a paleogén és neogén kori gyakori vulkáni aktivitásával ontotta az üledéket. De nem jelentéktelen az Északi-középhegység és dunántúli vulkanizmus üledékképző hatása sem. Itt a természeti erők és folyók munkáját is ki kell emelni. A szerves és szerves üledékek szimultán képződnek és együtt temetődnek el. A szerves, hidrolizált, konzervált üledék a szerves üledékekkel együtt települ rétegenként egymásra. A fedőréteg-terhelés hidrosztatikus összletben nem jelenthet kipréselődést, ahhoz a hidrosztatikusnál nagyobb nyomás kell. Mikor beindul a másodlagos, gázképződéses szervesanyag-bomlás, megjelenik a kipréselődéses, túlnyomásos fluidum-migráció azokba az irányokba, ahol nincs vagy gyenge az izoláció. A fluidum-migráció tolja maga előtt a rétegvizet, helyet csinálva a gáz-folyadék-víz emulzióból álló homogén frontnak. Amíg mozog a migráló fluidum, nincs mód a fázissztétválásra.

A mozgékony komponensek előre haladnak a kvázi természetes pórúszos „kolonnában”. A tapadós, nagy molekulájú képződmények lemaradnak vagy megállnak a mozgásban (például bitumen) jelzőkkel ismert komponensek. Ezek egyre kisebb arányban válnak ki a fluidum mozgása során, míg az egyre mozgékonyabbá válik. A migráció mindaddig folytatódik, amíg gázképződés van. Jó áteresztőképességű tárolókban a migráció telíti a pórúszokat, kiszorítja a rétegvizet (kivétel a maradó víztelítettség). A migráció végét az jelenti, ha elfogy az anyagáram és nincs gázképződés. A migráló túlnyomás alulról felfelé nyomja a fedőrétegeket, amelyek hidrosztatikusak. A túlnyomásos rétegek egymás fölött préselik egymást. A határfelületen szekunder mikroillitek képződnek, amelyeket 30 év alatt próbáltam detektálni egy-egy fúrásban (mintegy 60 fúrásnál), és a kapott adatokból következtetéseket vontam le a túlnyomásra vonatkozóan.

A fluidum-migráció igen lassú (millió évek), mert a gázképződéses reakciók kémiai egyensúlya nyomásfüggő, gyakran leállítja a gázképződést (túlnyomást). Csak akkor megy tovább a gázképződés (migráció), ha lassú sűrűsödési nyomásvesztés vagy gázkomponens elnyelődés történik a mozgó fluidumból. Leggyakrabban a CO<sub>2</sub> nyelődik el rétegvizekben (alkáli-hidrogén-karbonátok képződése) vagy meszesedés (mészkő, mészmárga, márga, agyagmárga, dolomit, mésztufa stb.) előidézésével. Ezek szekunder karbonátok. Ezeket és a mélyen eltemetett gáztartalmú meszes finomszemű homokköveket ma gyakran nevezik „palagáz” tartalmú rétegeknek, amelyekről *Holoda Attila* írt értékes tanulmányt [4]. A primer karbonátok képződése főként a vulkáni tevékenységhez kötődik. Az eredetileg vulkáni eredetű hegység a hidrotermális szakaszban mészkő-hegységgé alakulhat. A szénhidrogéngázok illékony komponenseinek nyomása a mozgó fluidumban állandó. Kisebb szerepe van az aminosavakból képződő ammóniának, mert az részben rétegvizekben nyelődik el, részben nitrogénné oxidálódik, redukálva szervesetlen környezetét. A „fűrészfogas” rajzolatú nyomásképződés a mozgó fluidumban azért biztosít egy jellemző alacsony nyomást a rétegekben. Ha a szerves anyagok egyszerre bomlanának le (nem lenne a képződés visszatartása nyomásfüggő), akkor a túlnyomás több helyen meghaladná az 1000–2000 bart. A gyakorlati tapasztalat szerint azonban a túlnyomás 10–500 bar tartományban mérhető a hazai fúrásokban.

## Szerves anyagok bomlási mechanizmusai

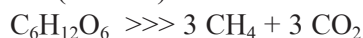
Az elhalt lények enzimkatalizált szövethidrolízise alapjelenség vizes közegben. Akár az enzimátikus hidrolízist, akár a másodlagos enzimátikus bomlást előidézhetik mikrobák (gombák, baktériumok, vírusok

stb.), hiszen azokra szuperponálódnak a különféle célú, mechanizmusú enzimek. Hidrolízis során képződnek azok a már tisztán kémiai (nem biológiai) vegyületek, amelyekből felépültek a biológiai anyagok, szövetek, lények. Ezen alapvegyületek bomlanak másodlagosan a migráció során. Trask [5] szerint a planktonok mintegy 73%-a szénhidrát, 24%-a fehérje és 3%-a zsír, olaj.

A **másodlagos bomlás** (migráció közben) anyagtipusokra vonatkozóan vizes közegben a következő: (Ezek rendre gáztermelő vagyis túlnyomás-termelő folyamatok.)

**1. Szénhidrátok:** A képződő túlnyomás legjelentősebb alapanyagai.

A monoszacharidok diszproporcionálódása enzimátikusan (celluláz) a következő:



Glukózból metángáz és szén-dioxid-gáz képződik.

(Diszproporcionálódás: a molekula minden külső behatás nélkül, mint közbelső oxidációs állapot szét-esik nálánál oxidáltabb és redukáltabb kisebb molekulákra – ez a jelenség a természetben gyakori).

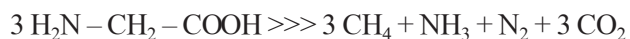
**2. Zsírok, olajok, egyéb szerves észterek alapvegyületének** (karbonsav) **bomlása enzimátikusan** (dekarboxiláz)



Karbonsavból általában paraffin-szénhidrogén és szén-dioxid-gáz képződik. A reakció szintén diszproporcionálódás.

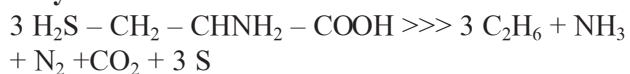
**3. Fehérjék alapvegyületeinek (aminosavak) diszproporcionálódásos bomlása néhány esetben:**

### 3.1. Glicin



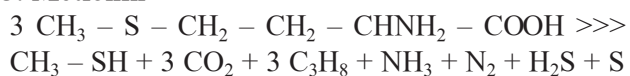
A glicinből metángáz, ammóniagáz, nitrogéngáz és szén-dioxid-gáz képződik.

### 3.2. Cystein



A cysteinből etángáz, ammóniagáz, nitrogéngáz, szén-dioxid-gáz és elemi kén képződik.

### 3.3. Metionin



A metioninből metilmerkaptán-gáz, szén-dioxid-gáz, propángáz, ammóniagáz, nitrogéngáz, kén-hidrogén-gáz és elemi kén képződik.

### 3.4. Phenylalanin



A phenylalaninból etilbenzol (aromás), nitrogéngáz, ammóniagáz és szén-dioxid-gáz képződik.

Néhány kiragadott aminosavbomlásból látható hogyan képződnek szénhidrogéngázok, aromás szénhidrogének, merkaptán, kén-hidrogén, ammóniagáz, nitro-



gengáz, szén-dioxid-gáz és elemi kén. A példák mutatják, hogy a kőolajokban (S, merkaptán), földgázokban (merkaptán, nitrogengáz, szén-dioxid-gáz, kén-hidrogén-gáz), rétegvízben ( $\text{NH}_4^+$  - ion), kőzetrétegekben (S) megtalálható vegyületek természetes úton képződnek és pontosan olyan arányban, amelyet a bomlások eredményeznek.

## Befejezés

A szénhidrogén-képződés természetes, önként lejátszódó folyamat. Sőt azt is mondhatnánk, hogy a szénhidrogének képződése természetes fermentációs folyamatok összessége az üledékes kőzetekben, amely túlnyomást termel és migrálva mozog.

## Köszönetnyilvánítás

Szeretném megköszönni azoknak, akik bíztak bennem. Magamat biogeokémikusnak tartom, ezért posztumusz hálás köszönetem tanítómesterem, *dr. Szőőr Gyula* professzornak (Debrecen), aki üdvözölte idevonatkozó szakmai gondolataimat, mint biogeokémikus. Sajnos korai halála megakadályozta közös publikálásainkat. El nem évülő köszönetem *dr. Holoda Attila PhD*

és *Gozdán Tibor* uraknak, akik lehetővé tették az éven át végzett terepi munkámat.

Emellett számos fűrőmérnök, fűrős, iszapvegyész segítette terepi tevékenységemet. Köszönet a fűrőberendezések teljes személyzetének minden olyan fűrásnál, ahol mérhettem.

## Irodalom

A közismert, evidens információkat nem tekintettem külön hivatkozássnak, különösen azokat, amelyek interneten követhetők.

- [1] *Papp L.*: A káliumindikáció szerepe a szénhidrogént tartalmazó üledékek képződési mechanizmusának és a fluidumok nyomásvizszoynainak a megismerésében (BKL Kőolaj és Földgáz, 1981. 213. p.)
- [2] *Tissot, B. P. – Welte, D. Q.*: Petroleum formation and occurrence. (Springer Verlag, Berlin-Heidelberg – New York, 1978.)
- [3] *Hetényi Magdolna – Sajgó Csanád*: Kőolajképződés karbonátos kőzetekben – szerves geokémiai esettanulmány (Magyar Kémiai Folyóirat, Összefoglaló Közl., 109–110. évf. 4. szám, 2004. december)
- [4] *Holoda A.*: Palagázról – közérthetően (BKL Kőolaj és Földgáz, 146. évf. 4. sz. 35. p.)
- [5] *Trask, P. D.*: Summary of results... (B. AAPG, 1930.)
- [6] *Brukner Gy.*: Szerves kémia 1–2. kötet (Tankönyvkiadó, Bp. 1961.)

### DR. LÁSZLÓ PAPP (research in chemical engineering): GENERATION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS BASED ON UNCONVENTIONAL THEORY, AND OVER-PRESSURE IN AND ESSENCE OF MIGRATION OF THE GENERATED FLUID IN SEDIMENTARY ROCKS

*The study is the result of theoretical efforts and practical experiences for more than three decades. It is confronting with the widely accepted theories taught all over in this subject and their geological environment. In summary: organic matters can spontaneously decomposed on ordinary temperature in enzyme-catalysed environment and form hydrocarbons and other decomposition products. The speed of this decomposition process could be fairly high (couple of years), if the decomposition were not slowed down by the surrounding and conservation-effect clay minerals and slow fluid migration (millions of years), while the sediment gets thicker and thicker. The mover of the migration is the organic matter decomposition itself, causing gas generation (i.e. over-pressure). The complex chemical equilibrium is in a multi-component system, where gas generation in a closely tight system is accompanied with pressure build-up and it does not stop migration in conformity with the Le Châtelier-Braun theory until the pressure starts decreasing in some way (e.g.  $\text{CO}_2$ -absorption), and this equilibrium has an inhibitor effect.). I.e. the organic matter decomposition accompanies with gas generation (causing over-pressure) process is a self-propelled migrating process. Thus over-pressure is exclusively the result of the organic matter decomposition process, contrary to the theory taught all over, where the explanation of this phenomenon is the quick structure depression. Migration of the decomposition products however occurs due to the emerging over-pressure. The theory offers an up-to-date approach for explaining those geological morphological changes as events that trigger movements in the sedimentary rocks (elevations, depression, faults).*

## Felhívás!

A Miskolci Egyetem Műszaki Földtudományi Kara felhívást intéz az Alma Mater egykori hallgatóihoz, akik 1945-ben, 1950-ben, 1955-ben, illetve 1965-ben (70, 65, 60, 50 éve) vették át diplomájukat a Bányamérnöki Karon Miskolcon, vagy a Földmérőmérnöki Karon Sopronban. Kérjük és várjuk jelentkezésüket, hogy részükre, jogosultságuk alapján, **a rubin-, a vas-, a gyémánt- vagy az aranyoklevél** kiállításá érdekében szükséges intézkedéseket meg tudjuk kezdeni.

Kérünk minden érintettet, hogy **2015. március 20-ig** jelentkezzen levélben a Műszaki Földtudományi Karon.

A levélben adja meg nevét, elérhetőségét (lakcím, telefonszám, e-mail cím), illetve az alábbi címre küldje meg oklevelének fénymásolatát, a kiadványban megjelentetni kívánt rövid szakmai önéletrajzát (maximum egy A4-es oldal, a kiadvány korlátozott terjedelme miatt) és egy darab igazolványképet.

Miskolci Egyetem Műszaki Földtudományi Kar  
Dékáni Hivatal  
3515 Miskolc-Egyetemváros  
Telefon: +36/46/565-051  
Fax: +36/46/563-465  
e-mail: [mfkshiv@uni-miskolc.hu](mailto:mfkshiv@uni-miskolc.hu)  
Hudák Éva hivatalvezető



# A földgáz jövője

ETO: 553.981 + 622.279



DR. SZILÁGYI ZSOMBOR

okl. bányamérnök, nyugdíjas,  
c. egyetemi docens.

*A földgáz a harmadik legfontosabb energiahordozó a Földön, és egyre erősebben előtérbe kerül, különösen a nem-konvencionális készletek kutatási, kitermelési eredményei alapján. A cikk több neves kutatóintézet adatai alapján tekinti át a földgáz helyét a világban, és beszél a jövőről is.*

1. táblázat: A világ energiafogyasztása ( $10^{18}$  J)

Energiahordozó	2003	2010	2012	2013
szén	106,8	141,3	151,7	155,9
olajtermék	151,8	164,6	168,6	170,5
földgáz	95,5	116,8	121,7	123,0
nukleáris energia	24,4	25,5	22,8	22,9
vízenergia	24,3	31,9	34,0	34,9
egyéb megújuló	2,7	6,8	9,8	11,4
<b>Összesen</b>	<b>405,5</b>	<b>386,9</b>	<b>508,6</b>	<b>518,6</b>

Forrás: BP Statistical Review of World Energy, June, 2014

A világ energiaigénye töretlenül nő. Nincs változás az egyes energiahordozók súlyában sem, de a megújuló energiahordozók felhasználásában az átlagnál erősebb a fejlődés.

A világ nagy energiakutató intézetei egymás után jelentetik meg prognózisukat az energiahordozók jövőjéről.

3. táblázat: A világ energiaigénye (Mtoe)

Energia-hordozó	2011	2015	2020	2025	2030	2030/ 2011
kőolajtermék	4059,1	4167,6	4407,0	4628,0	4760,9	117%
ebből: bio*	54,7	66,4	86,1	111,1	129,4	236%
földgáz	2905,6	3301,0	3633,2	3937,6	4251,6	146%
szén	3724,3	4069,5	4454,1	4617,4	4701,0	126%
nukleáris energia	599,3	664,7	733,7	833,5	967,9	161%
vízenergia	791,5	847,8	995,7	1074,4	1156,5	146%
egyéb megújuló	194,8	314,7	470,6	688,3	878,1	451%
<b>Összesen</b>	<b>12274,6</b>	<b>13367,3</b>	<b>14694,3</b>	<b>15779,2</b>	<b>16716,0</b>	<b>136%</b>

Forrás: BP Statistical Review of World Energy, June, 2014. \*bioetanol

2. táblázat: A EU energiafogyasztása ( $10^{18}$  J)

Energiahordozó	2003	2010	2012	2013
szén	13,4	11,3	12,0	11,6
olajtermék	29,0	26,9	25,2	24,7
földgáz	16,4	17,3	15,3	15,1
nukleáris energia	9,2	8,4	8,1	8,1
vízenergia	2,9	3,5	3,1	3,3
egyéb megújuló	0,9	2,8	4,0	4,5
<b>Összesen</b>	<b>71,8</b>	<b>70,2</b>	<b>67,7</b>	<b>67,3</b>

Az EU-tagállamok erőteljes energiatakarékossága már jelentős eredményeket hozott. Európában is gyors a megújulók terjedése, de a súlya még itt sem jelentős.

A British Petrol (BP) 2030-ig tekint előre, és az egyes energiahordozók felhasználásában különböző ütemű fejlődést jelez előre (3. táblázat).

Hasonló prognózist készített az International Energy Agency (IEA) is 2012-ben (4. táblázat).

4. táblázat: (mértékegység Mtoe)

Energia-hordozó	2010	2020	2035	2035/ 2010
kőolaj	4094	4381	4548	111%
földgáz	2700	3291	4228	156%
szén	3519	4109	4141	117%
nukleáris energia	719	927	1181	164%
vízenergia	295	376	472	160%
biomassza	1262	1496	1896	150%
egyéb megújuló	110	287	676	614%
<b>Összesen</b>	<b>12699</b>	<b>14867</b>	<b>17142</b>	<b>134%</b>

Forrás: BP Statistical Review of World Energy, June, 2014

A három meghatározó energiahordozó (szén, kőolaj, földgáz) közül a földgáz gyorsabb előretörését jósolják mindkét kutatóintézetnél.

A világ szénkészletét mintegy 900 milliárd tonnára becsüli a BP. Ez a mai éves szénfogyasztás 117-szerese. A világ legnagyobb széntermelője Kína, a világtermelés közel felét adja. Kína és az USA a két legnagyobb szénfogyasztó is, elsősorban saját termelésükre támaszkodva. Ez is az indoka annak, hogy a légkör szén-dioxid-tartalmának csökkentésére indított világ-méretű akcióhoz eléggé vonakodva csatlakoztak.

A világ kőolajkészleteit 238 milliárd tonnára becsülik, a mai kitermelési ütem mellett a készletek 55 évig elegendőek. A kőolaj-kitermelés és -felhasználás földrajzi eloszlása eltérő, ezért erős kereskedés folyik a világban, a kőolajtőzsdék a világ legjelentősebb tőke mozgását indukálják. A világ három legnagyobb olajtermék-fogyasztó országában (USA, Japán, Kína adja a világ olajfelhasználásának 37%-át) ellentétes az olaj iránti igény alakulása: USA-ban és Japánban fokozatosan csökken, Kínában pedig igen gyorsan nő. A legnagyobb olajexportőr Oroszország, a 2013. évi 444 millió tonnával.

A világ nukleáris energiafelhasználása nem túl jelentős (2013-ban 563 Mtoe), és 2035-ig nem is becsülnek nagy előrelépést.

2013-ban a világ összes energiafelhasználásának 9%-a származott megújulókból. A megújuló energiahordozók használata Európában talán kissé túlhangsúlyozott: sokat költünk rá, környezetvédelmi szempontokat hangsúlyozunk. A világ más területein nem foglalkoznak annyit a fosszilis tüzelőanyagokból eredő környezetkárosítással. Ezzel együtt a megújuló használata a legdinamikusabban fejlődő energetikai iparág lesz a következő évtizedekben. Bár a megújuló terjedésének dinamikája a legnagyobb, még mindig nem fog jelentős szerepet játszani a világban. Természetesen az egyes földrészek között lényeges eltérés van a

jövőt illetően. Az Egyesült Államokra, az EU-országokra a fokozódó energiatakarékosság a jellemző, a BRIC-országokban (Brazília, Oroszország, India, Kína) a rapid gazdasági fejlődéshez egyre több energia szükséges.

Magyarországon az energiahordozó-felhasználás szerkezete a húsz-harminc évvel ezelőtti hazai saját energiahordozó-termelés alapján alakult ki: a földgáz (túl)súlyát is ez alapozta meg. A csökkenő primerenergia-felhasználás mögött sokféle tényező van:

- a gazdasági válság magával hozta az energiaigényes iparágak háttérbe szorulását,
- az építkezések visszaesése az építőanyag-ipart is visszavetette,
- a hőszigetelések, épületfelújítások hatása is mérhető már,
- a villamosáram-termelésből szinte kiszorult a földgáz, importáram árasztotta el az országot.

A világ konvencionális földgázkészleteit a BP 2013-ban  $185,7 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup>-re becsülte, ami a mai kitermelési szint mellett szintén 55 évre elegendő. Ehhez a becsléshez hozzá kell tenni azt, hogy vannak a világban fél Európa méretű területek, ahol még nem volt a mai korszerű technika szerinti földgázkészlet-kutatás (Oroszországban Szibéria, Közép-Afrika, Ausztrália centrális és nyugati területei, Dél-Amerika jelentős része). Hatalmas készleteket becsülnek az Északi-sark alatt. Nem irreális az a megállapítás, hogy a konvencionális földgázkészletek a végtelenhez közelítenek. Ugyanakkor a nem-konvencionális földgázkészlet kutatásában eddig csak az USA jutott el odáig, hogy a 3000 méternél kisebb mélységben lévő lelőhelyeket versenyképes áron tudja művelni. Ezek az új termelési módok az egész világon ma még felmérhetetlenül sok földgázt eredményezhetnek.

A legnagyobb földgáztermelő címért az USA és Oroszország „vetélkedik”, 2013-ban USA vezetett.

5. táblázat: Magyarország energiafogyasztása (Mtoe)

Energiahordozó	2003	2010	2012	2013
szén	3,7	2,7	2,7	2,7
olajtermék	6,1	6,7	5,9	6,0
földgáz	11,9	11,3	9,2	7,7
nukleáris energia	2,5	3,6	3,6	3,5
vízenergia	...	0,1	...	...
egyéb megújuló	...	0,6	0,6	0,5
<b>Összesen (Mtoe)</b>	<b>24,2</b>	<b>25,0</b>	<b>22,0</b>	<b>20,4</b>
<b>Összesen (PJ)*</b>	<b>985,9</b>	<b>1018,5</b>	<b>896,3</b>	<b>831,1</b>
<b>Összesen (PJ)**</b>	<b>...</b>	<b>1085,0</b>	<b>999,3</b>	<b>945,0</b>

\* BP

\*\*KSH

6. táblázat: Földgáztermelés (milliárd m<sup>3</sup>)

	2003	2010	2012	2013
USA	540,8	603,6	681,2	687,6
Kanada	184,7	159,9	156,0	154,8
Norvégia	73,1	107,3	114,7	108,7
Oroszország	561,6	588,9	592,3	604,8
Irán	82,7	152,4	165,6	166,6
Katar	31,4	116,7	150,8	158,5
Szaúd-Arábia	60,1	87,7	99,3	103,0
Kína	35,0	94,8	107,2	117,1
<b>Világ összesen</b>	<b>2621,3</b>	<b>3190,6</b>	<b>3343,3</b>	<b>3369,9</b>

Forrás: BP Statistical Review of World Energy, June, 2014



7. táblázat: Földgázfogyasztás (milliárd m³)

	2003	2010	2012	2013
USA	630,8	682,1	723,0	737,2
Kanada	97,7	95,0	100,3	103,5
Oroszország	379,5	414,2	416,3	413,5
Irán	85,0	152,9	161,5	162,2
Szaúd-Arábia	60,1	87,7	99,3	103,0
Kína	33,9	106,9	146,3	161,6
Japán	79,8	94,5	116,9	116,9
<b>Világ összesen</b>	<b>2596,6</b>	<b>3180,8</b>	<b>3310,8</b>	<b>3347,6</b>
<i>Németország</i>	<i>85,5</i>	<i>83,3</i>	<i>78,4</i>	<i>83,6</i>

Forrás: BP Statistical Review of World Energy, June, 2014

(A földgáztermelés és -fogyasztás közti különbséget a föld alatti tárolók üzemeltetése és a hajókon úton lévő LNG adja.)

A földgáztermelés is, a felhasználás is nő. Az EU földgázfelhasználásának kilátásairól ad áttekintést az Eurogas, három gazdasági fejlődési változatban:

8. táblázat: Az EU-27 földgázfogyasztása (milliárd m³)

	Villamos- áram- termelés	Ipar	Házt. és kom- munális	Szál- lítás	Egyéb	Össze- sen
2010	172	122	203	2	26	526
2015 B*	156	122	198	4	25	505
E**	156	122	198	4	25	505
S***	112	119	184	4	22	439
2025 B	203	122	190	7	28	546
E	208	131	199	7	29	574
S	148	114	169	7	24	462
2035 B	221	122	176	17	30	565
E	256	133	194	17	31	632
S	163	109	158	17	25	473

\*B: Base Case \*\*E: Environmental Case \*\*\*S: Slow Developments Case. Forrás: Eurogas, Long-term outlook for gas to 2035

Európa földgázellátásában egyre nagyobb szerepe van az LNG-nek. Európa minden tengerparttal rendelkező országában működik, épül vagy terveznek LNG-terminált. Oroszország is beindult az LNG-üzletbe, 2013-ban 13 milliárd m³ földgázt exportált LNG formában. Tervezik Fekete-tengeri és Északi-tengeri LNG-terminálok építését is.

Az EIA (USA) a világ földgázfogyasztására ad becslést, az országok gazdasági fejlettsége alapján kialakított csoportokban:

9. táblázat

Év	OECD		Nem OECD		Összesen
	milliárd m³	%	milliárd m³	%	milliárd m³
2008	1472	47	1672	53	3143
2015	1588	46	1894	54	3482
2020	1713	45	2053	55	3766
2030	1830	41	2615	59	4445
2035	1982	41	2803	59	4785

A fejlődő országok, köztük a BRIC-országcsoporthoz földgázigénye gyorsan nő.

(Magyarország az OECD országcsoporthoz tagja.)

Emeljük ki a világ földgázpiacának legjelentősebb tagját, az USA-t.

10. táblázat: Az Egyesült Államok primer energiahordozó igénye

Energiatartalom	2010		2035	
	10 <sup>17</sup> J	%	10 <sup>17</sup> J	%
olaj és olajtermék	38	37	36	32
szén	22	21	23	20
nukleáris energia	9	9	10	9
földgáz	26	25	28	25
bio hajtóanyag	1	1	4	4
egyéb megújuló	7	7	12	10
<b>Összesen</b>	<b>103</b>	<b>100</b>	<b>113</b>	<b>100</b>

Forrás: EIA (Energy Information Administration, USA)

A megújuló gyors előretörése mellett a földgáz szerepe is erősödni fog.

11. táblázat: Az Egyesült Államok földgáztermelésének forrásai (milliárd m³)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
nem olajkísérő gáz	165	134	172	161	148	87
olajkísérő gáz	63	61	60	58	56	55
metán széntelepből	57	57	56	55	54	54
Alaska	13	12	10	10	9	8
tengerparti nem olajkísérő gáz	57	57	56	56	55	55
kristályos kőzetből termelt gáz	164	182	168	165	165	165
agyagpalából termelt gáz	144	224	252	294	336	431
<b>Összesen</b>	<b>663</b>	<b>727</b>	<b>774</b>	<b>799</b>	<b>823</b>	<b>855</b>

\*Forrás: EIA (Energy Information Administration, USA)

Az amerikai földgáztermelés forrásai között a nem-konvencionális készletek veszik át a vezető szerepet. Ennek okai:

- a konvencionális készletkutatások már kevés új lelőhelyet hoznak,
- az amerikaiak törekvése minden energiahordozó (elsősorban kőolaj) import visszaszorítására,
- a nem-konvencionális készletek kutatása, kitermelése fejlesztésének eredményei lenyomták a földgáz termelési költségét,
- 2012-ig az amerikaiak nem sokat foglalkoztak a fosszilis energiahordozó (közte a földgáz) felhasználás visszaszorításával és a klímavédelemmel. Ez az álláspont kismértékben már változik.

Mindegyik BRIC-ország gyors ütemben fejleszti saját földgáztermelését, 2035-ig a saját termelést legalább megduplázzák. A BRIC-országsoporton belül Oroszország kissé „kilóg” a szerényebb ütemű gáz-igény felfutásában. Ennek főbb okai:

- Oroszország erős szénbányászattal és kőolajtermeléssel rendelkezik,
- mindenekelőtt a földgázexport a cél, a fizető megrendelőknek,
- tervezik a belső fogyasztás fékezését: a méretlen gázfogyasztás megszüntetését, a belföldi gázárak emelését.

A földgáz jövője biztos. Az igények nőnek, az erősödő kereslet emelni fogja az árakat. A magasabb árak megnyitják az utat a drágább, nagyobb mélységű, bonyolultabb geológiai szerkezetben lévő nem-konven-

cionális készletek feltáráshoz. Meglendül a kutatás az eddig még fel nem mért területeken, talán elsőként az Északi-sark alatt. Európában is vannak már biztató nem-konvencionális készletkutatási eredmények. A földgáz az LNG-technológiának köszönhetően világkereskedelmi termék lett, lesz. Olyan földgázkészlettel rendelkező országok is be tudnak kapcsolódni a kereskedelembe, ahol a saját felhasználás még kicsi, és nemzetközi szállítóvezeték kapcsolatok sincsenek (Nyugat-Afrika, Közel-Kelet, Óceánia). Ezekben az országokban a földgáz adja az export döntő többségét.

A földgázhasználat terjedését a környezetvédelmi aggályok elsősorban Európában fékezik, ahol feltételezhető, hogy a megújuló használat technológiáját és termékeit árusító érdekeltségek vannak a háttérben.

---

**DR. ZSOMBOR SZILÁGYI** (dipl. of mining engineering, retired, honorary assistant professor): **FUTURE OF NATURAL GAS**

---

*Natural gas has the third place among the key energy carriers in our world, and it is increasing its role day-by-day particularly as a result of exploration and production of unconventional reserves. This article presents an overview on the global status of natural gas and its future, based on data of several reputable research institutes.*

---

## EGYESÜLETI HÍREK

### A KFVSz Vízfűrási Helyi Szervezet előadó ülései

• Az ásványvagyony-nyilvántartás harmonizációjáról hallhattak tájékoztatást az érdeklődők 2014. június 24-én a Vízfűrási Helyi Szervezet „Mennyi is a miénk az oly büszkén hirdett bőséges ásványvagyonyból” c. előadó ülésén.

A Helyi Szervezet elnöke, Horányi István előadásában bemutatta az ásványvagyony-nyilvántartás jelenlegi rendszerét, mely a vízfűrésok körében talán kevésbé ismert. Kitért arra, hogy a Magyar Bányászati és Földtani Hivatal, a Magyar Földtani és Geofizikai Intézet, valamint a Magyarhoni Földtani Társulat által létrehozott munkabizottság dolgozik azon, hogy a magyar ásványvagyony-nyilvántartást a világban alkalmazott, nemzetközileg általánosan elfogadott rendszerrel egyenértékűvé dolgozza át. A feladat óriási, a megfelelő megoldást nem könnyű megtalálni.

A témához kapcsolódó beszélgetés után az ülés lezárásaként Csath Béla

gyémánt-okleveles bányamérnök, Egyesületünk tiszteleti tagja rövid méltatásban emlékezett meg arról, hogy tagtársunk, dr. Dobos Irma eurogeológus a Magyar Hidrológiai Társaság évi rendes közgyűlésén „Vitéz Sándor-díj”-ban részesült a „Mélységi vizeink számbavételének kialakulása” c. szakcikkéért. Bízunk benne, hogy a cikk tartalmát az egyik őszi előadó ülésünkön mi is megismerhetjük.

• A 2014. december 1-jén tartott előadó ülésen a Hódmezővásárhely–2. sz. kút fűrásának 130 éves évfordulójáról emlékeztünk meg.

Csath Béla gyémántokleveles bányamérnök „Ki volt Bürgermeister Antal és Nagy András János” címmel tartott előadásában először az egyik első magyar kútúróról, Bürgermeister Antaltól emlékezett meg, aki az első kutat fúrta Hódmezővásárhely városának. Az előadás kapcsán kézbe is vehettük azt a vándorkönyvet, melyben viasz- és tintabélyegzős igazolások láthatóak a fiatal iparos három éves európai tanulmányútjáról, melynek befejeztével kútúró vállalkozásba fogott hazájában, Magyarországon. A Hódme-

zővásárhely–1. sz. kút fűrását (1878–1880) követően Bürgermeister Antalnak jelentős szerepe volt a főváros ivóvízellátásának kialakításában is.

Mivel a gyorsan fejlődő mezőváros, Hódmezővásárhely megnövekedett ivóvízigényét az 1. sz. kút csak nehezen tudta kielégíteni, 1883–84-ben készült el Zsigmondy Béla vállalkozásában a 2. sz. kút, mely 252,95 m-es talpmélységgel „... naponként 10 000 hektoliter ...” (majd 700 l/perc) ivóvizet adott. A kút költségét, 20 000 pengő forintot a környék egyik öntudatos nagygazdája – egy egykori kanász unokája – és neje példaértékű felajánlásából fedezte a város. Az ő dicsőségüket hirdeti a kút felépítményén elhelyezett ma is látható tábla: „E kutat saját költségükön Szülő városuk népének Nagy András János és neje, Mucsi Mária készítették: Isten áldása legyen a jótevőkön.”

(Horányi István)

A Nagy András János-féle artézi kút átadásának 130. évfordulója alkalmából rendezett emlékülésről a következő számunkban adunk hírt.

(a Szerk.)

## Köszöntjük

a 85 éves



**Hoznek István**  
gyémántokleveles  
bányamérnököt,

a 80 éves



**Dr. Szepesi József**  
aranyokleveles  
olajmérnököt.

*Kívánunk Nekik jó egészséget, további nyugodt, békés életet!*

## A jubileumi Szent Borbála-napon az alábbi kollégáink, tagtársaink részesültek kitüntetésben:

### „Szent Borbála-érem” kitüntetésben részesült lelkiismeretes bányászattal kapcsolatos tevékenységért:

*Dr. Gilicz András*, a Magyar Földgáztároló Zrt. műszaki csoportvezetője,  
*Müller János*, a MOL Nyrt. Csoportszintű KTD Mezőbeni Operáció üzleti tervezési szakértője,  
*Remeczkai Ferenc*, az MB 2001 Olajipari Szolgáltató Kft. ügyvezető igazgatója,  
*Dr. Tóth József*, a MOL Nyrt. Csoportszintű Kutatás–Termelés petrofizikai vezetője.

### „Miniszeri Elismerő Oklevél” kitüntetésben részesült:

*Balázs István*, a MOL Nyrt. cementezési tervezőmérnöke,  
*Dr. Mesterházy Attila*, a Magyar Horizont Energia Kft. környezetvédelmi szakértője,  
*Móri István*, a Magyar Földgáztároló Zrt. beruházási szakértője.

### „Magyar Bányászatért – köszönjük elnök úr!” kitüntetésben részesült:

*Palásthy György*, az MBSZ leköszönő elnöke.

### „Magyar Bányászatért” szakmai érdemérem kitüntetésben részesült:

*Dr. Szalóki István*, a MOL Nyrt. korábbi vezérigazgató-helyettese.

Köszöntjük **Fasimon Sándort**, a MOL Magyarország ügyvezető igazgatóját, akit a Magyar Ásványolaj Szövetség (MÁSZ) 2014. december 9-i közgyűlésén három éves időszakra a MÁSZ elnökévé választottak.

## Köszöntjük az Oroszlányban megrendezett országos központi bányásznapon kitüntetett kollégáinkat!

### „Kiváló Bányász” kitüntetésben részesült:

*Bella Zoltán*, a MOL Nyrt. KT DMT termelési művezetője,  
*Bérczesi Zsolt*, a Magyar Földgáztároló Zrt. kútmunkálási szakértője,  
*Gönczi Gyula*, a Magyar Földgáztároló Zrt. Hajdúszoboszlói Földalatti Gáztároló műszakfelelőse,  
*Kártyás László*, a TXM Olaj- és Gázkutató Kft. kútkörzet felügyelője, telepvezetője,  
*Móricz Lajos*, a Rotary Fúrás Zrt. főfűró mestere,  
*Örkényi Levente*, a Magyar Horizont Energia Kft. felszíni létesítmények mérnöke,  
*Szarvas Illés*, a MOL Nyrt. Dél-magyarországi Termelés, Algyő, műszakvezetője,  
*Szítás Imre*, a MOL Nyrt. Kisújszállás-Nyugat gázüzem műszakvezetője.

### „Miniszeri Elismerő Oklevél” kitüntetésben részesült:

*Drávucz Imre*, a MOL Nyrt. KT IMA GGA Kutatási laboratóriumok tároló-védelmi szakértője.

### A „Magyar Bányászatért” szakmai emlékérem kitüntetésben részesült:

*Dr. Szabó György*, a TXM Kft. ügyvezető igazgatója, a szénhidrogén-bányászatban és annak a jövő energiaellátás biztonságát célzó új fejlesztések megvalósítása érdekében végzett kiemelkedő szakmai életútja elismeréseként.

### „Bányász Szolgálati Oklevél” kitüntetésben részesült:

**40 éves szolgálatért:** *Dr. Böhm József*, a Miskolci Egyetem címzetes egyetemi tanára, *Ferenczy Zoltán*, a Rotary Fúrás Zrt. koordinációs munkatársa, *Horváth József*, a GEOINFORM Kft. kútvizsgálati csoportvezetője.

**35 éves szolgálatért:** *Anger Tamás*, a Rotary Fúrás Zrt. EBK előadója.

*Munkájukhoz, további életükhöz kívánunk jó egészséget és Jó szerencsét!*

Köszöntjük a Magyar Bányászati Szövetség rendkívüli tisztújító közgyűlésén (2014. december 4-én) az MBSZ elnöki tisztségére megválasztott **Szakál Tamást**, a MOL Magyarország Upstream Kutatás–Termelés igazgatóját. *Munkájához kívánunk sok sikert és Jó szerencsét!*

A BKL Bányászat c. lap szerkesztőbizottsága „A palagázról közérthetően – nem csak környezetvédőknek” c. cikke alapján (megjelent a BKL Bányászat 2013/4. számában) **dr. Holoda Attilának**, szakosztályunk exelnökének ítélte oda a lap 2013. évi díját. A díjat a 2014. november 20-ai szerkesztőbizottsági ülésen adta át *Huszár László*, a Bányászati Szakosztály elnöke.

*(a Szerkesztőség)*



## Az OMBKE KFVSz, a MOL Nyrt. és a MOGIM által 2013-ban meghirdetett Történeti Pályázat eredményhirdetése

A kiírt pályázat eredményhirdetésére 2014. december 2-án került sor Budapesten. A megjelenteket *Tóth János*, a MOGIM igazgatója és *dr. Holoda Attila*, a MOGIM Alapítvány Kuratóriumának elnöke üdvözölte. Ezt követően *id. Ősz Árpád* a bíráló bizottság tagja röviden ismertette a beérkezett pályaműveket és azok minősítését.

**A beérkezett 13 pályamunka közül** az I. témakörbe (technikátörténet, gazdaságtörténet, üzem- és vállalat történet) 6 db, a II. témakörbe (életrajz, visszaemlékezés, kritika) 5 db, a III. témakörbe (történeti értékű dokumentumok, fényképgyűjtemények, videofilmek) 2 db pályamunka volt sorolható.

A bíráló bizottság (*dr. Bencze Géza*, *dr. Dank Viktor* és *id. Ősz Árpád*) a pályaművek értékelésénél az alábbi szempontokat vette figyelembe: az olajiparral való kapcsolat mértéke; a tartalom újszerűsége; a szerkesztés-összeállítás újdonsága; a korrektség, hitelesség; a pályázat terjedelme és a megalkotásához szükséges munka; a megjelenítés formája, külleme, nyelvezete. (A vélemények 95%-os egyezést mutattak.)

A benyújtott pályaművek közül 1 db Papp Simon-émlékdíj, 3 db I.; 4 db II.; 2 db III. díj és 3 db munkajutalom elismerésben részesült.

### A pályaművek értékelése

#### Papp Simon-émlékdíj

**NOSZTALGIA:** „Kőolajkutató Rt. fűró-lyukbefejező és kútjavító berendezéseinek fejlődéstörténete 1957–1993 közötti években” (*Rudinszki István*)

A szerző témáját az 1940-es évek elejétől, de döntően az OKGT megalakulásától, a hazai kutatások fellendülésétől a hanyatlásig dolgozta fel. Színvonalas munka, értékes pályamű.

#### I. Témakör

**I. díj: BÁNYAVÍZ:** „A salgótarjáni fűrdők és vízellátásuk, 1916–1965” (*Prakfalvi Péter*)

A szerző 11 településrész, 11 fűrdőjének kutatás-történetét, vízellátását, jelenlegi állapotát ismerteti 43 oldal terjedelemben, 25, zömében színes fénykép, 3 tá-

blázat, 15, főleg térképi ábra precízen identifikált mellékletével. Igazi forrásmunka. Igen komoly szakirodalmi és forrásbázisra épített, gazdag és széles merítésű térképmellékletekkel ellátott, számtalan nagyon érdekes és értékes fényképet felvonultató gazdag adattár született.

**II. díj: OLAJOS 66:** „A párt és az olajipar II. 1953–1954” (*Ferencz Győző*)  
Hihetetlen gazdag sajtó, levéltári és egyéb forrásanyaga sajátos szempontból történő válogatásával, közreadásával és elemző kommentálásával kísérletet tesz a zalai olajipar és társadalma jelzett évek körüli hétköznapijainak, történéseinek felidézésére. Ez a leggazdagabb, legtöbb olajipari és történeti információt, adatot, nevet, dátumot tartalmazó pályázat.

**II. díj: GEO-SZERVIZ:** „A Geoinform Kft. története” (*Pugner Sándor*)

Valódi kerek történet egy szelvényezést és kútvizsgálatot végző cég itthoni és külföldi tevékenységéről. Értékes forrásdokumentum.

**III. díj: HÖBÁNYÁSZAT:** „A Bükk hegység előtéri szénhidrogén-kutató fűrészek geotermikus jelentősége” (*Szlabóczky Pál*)

A szerző az 1950–70-es években végzett észak-alföldi kutatófűrészek mintegy melléktermékeként feltárt hévizeket veszi sorba, elemzi jelentőségüket. Összegyűjtötte a számításba vehető kutakat és kiszámította a várható hőteljesítményt is. Térképekkel, táblázatokkal alátámasztott, korrekt irodalomjegyzékkel kiegészített javaslat. Kiegészíti az OMBKE KFVSz által 2013-ban kiadott „Meddő olajipari fűrészek – Termálfürdők” c. könyvet.

**III. díj: KÉTEZER MÉTER:** „2000 méternél mélyebb szilárdásvány-kutató fűrészek a hazai földtani kutatásban” (*Dr. Kovács István*)

Az előző évi pályázatban is szerepelt uránbányászati témájú kutatófűrés dokumentumainak feltárása és elemzése. A 68 oldal terjedelmű anyag ábrákat, uránkutató fűrészi rétegsorokat tartalmaz.

#### II. Témakör

**I. díj: ILYEN A BÁNYÁSZ ÉLETE:** „A zalai olajipari munkásság” (*Kiss Nóra*)  
Az olajipari vonzat vitathatatlan. Az összeállításban újdonságnak tekinthetők a mély interjúk a munkásokkal. Érdekes az olajiparnak a téma szerint kiemelt településekre (Bázakerettye, Gellénháza, Lovászi és vonzáskörzetei), nem különben az ott élők életmódjára gyakorolt hatásának elemzése, a településszerkezeti változásoktól a társas és az egyéni lét számtalan színteréig.

**II. díj: IRAKI ÚT:** „Út Irakba” (*Ambrózy Tamás*)

Egy fiatal, lelkes magyar szakember saját, színes fényképeivel gazdagított élménybeszámolója, 1970-es évek végén írt naplója. Igazi nívó, hiteles és tömörsége ellenére értékes információkat tartalmaz arról a tevékenységről, mellyel a hazai geofizikus gárda öregbítette nemzetközi tekintélyét. Az emlékezés külön értéke, hogy a pályázó, egy szovjet gyártmányú, gép- és műszerkocsikból álló konvoj tagjaként, ZIL tehergépkocsikat vezetve tette meg a 3649 km-es utat, Románián, Bulgárián, Törökországon keresztül Irakba.

**Munkajutalom: SZÁZ TAVASZ:** „100 esztendő 17 pillanata” (*Dr. Fecser Péter*, helyette felesége vette át az elismerést)

A távvezetéki földgázszállítás hazai történetének, jelentősebb eseményeinek pillanatfelvételei.

**Munkajutalom: AKI A TANYÁRÓL INDULT:** „A vágyak láncfalai” (*Sinka László*)

Emlékezés egy tanyasi fiatalemberre, aki 15 évesen került a csővezeték-építéshez és becsületes munkájával, szorgalmával elérte azt, hogy folyamatosan képezhesse magát és kiváló hegesztő, később láncfalpas munkagépek kezelője lehessen.

**Munkajutalom: GIRGÁCIA:** „Innen kezdve határoztam el, hogy én is olajos leszek. Az első olajipari mérnökgeneráció Magyarországon” (*Kiss Nóra*)

#### III. Témakör

**I. díj: SZAKMASZERETET, BARÁT-SÁG, HAZASZERETET:** „A magyarországi bányász-kohász, majd a bányász-kohász-erdész találkozók története.” (*Dallos Ferencné*)

Nagyon fontos munka, igazi dokumentumforrás. Egy sorvasztásra ítélt, egykor jelentősen hasznos iparágak (bányászat, kohászat) szakembereinek pótolhatatlan emlékeit rögzíti az utókor számára.

**II. díj: FÜRÓTORONY:** „Ausztriában, Geinberg község határában egy meddő szénhidrogén-kutatófűrés hévízkúttá történő kiképzési munkájának fontosabb felszíni létesítményei” (*Dr. Kovács István*)

A szerző ismerteti az előzményeket, a kút paramétereit és a célkitűzést, a kútnak hévízkúttá való kiképzését. A berendezés elhelyezkedését és eszközeit 31 mérnöki precizitással készült fénykép dokumentálja.

A díjakat *dr. Holoda Attila* adta át. (dé)

## XXX. Nemzetközi Olaj- és Gáz- ipari Konferencia, Kiállítás (Siófok, 2014. szeptember 16–18.)

Az Országos Magyar Bányászati és Kohászati Egyesület Kőolaj-, Földgáz- és Vízbányászati Szakosztálya 50 évvel ezelőtt, 1964. szeptember 29-én tartotta az első „Vándorgyűlését” Nagylengyelben (Gellénházán), amelynek témája „A nagylengyeli olajmező 10 éves kutatási, fűrészi és termelési tapasztalatai” volt. Az idei rendezvény volt a harmincadik, a rendezvények témái minden alkalommal a legaktuálisabb szakmai kérdések bemutatása és megvitatása volt. A rendezvények helyszínei (volt olyan helyszín, ahol többször is megrendezésre került): Nagylengyel (Gellénháza), Szolnok, Szeged, Zalaegerszeg, Debrecen, Miskolc–Egyetemváros, Sopron, Bázakerettye, Keszthely, Hajdúszoboszló, Budapest, Balatonfüred, Pécs, Balatonszép-lak, Tihany, Siófok. 1970-ig csak hazai résztvevők vettek részt a konferencián, 1970-től (Eger) nemzetközivé vált a ren-

dezvény, és ettől kezdve kiállítással is bővült. A rendezvény fő támogatója minden esetben a legnagyobb magyarországi kőolaj- és földgázipari társaság: az Országos Kőolaj- és Gázipari Tröszt (OKGT) volt, majd a MOL lett.

A XXX. Nemzetközi Olaj- és Gáz-  
ipari Konferencia, Kiállítás (Vándor-  
gyűlés) megrendezésére Siófokon, 2014.  
szeptember 16–18. között került sor.  
A harmincadik rendezvény mottója:  
„Múlt megismerése, jelen feladatai, jövő  
kihívásai”, fókuszban: „Készletpótlás és  
termelésfokozás” volt.

**Fővédnökök:** Nemzeti Fejlesztési Mi-  
nisztérium, Magyar Bányászati és Föld-  
tani Hivatal, Magyar Energetikai és  
Közmű-szabályozási Hivatal.

**Védnökök:** Országos Magyar Bányásza-  
ti és Kohászati Egyesület, SPE Magyar-  
országi Tagozata.

**Főszponzor:** MOL Nyrt.

**Szponzorok:** Falcon–TXM, IP Systems  
Informatikai Kft., Magyar Horizont  
Energia Kft.

**Médiatámogatók:** Innotéka, Interfax.

## Megvalósult program:

**Nyolc plenáris előadás hangzott el**  
Nemzeti Fejlesztési Minisztérium: *Ener-  
giastratégia;*  
Magyar Energetikai és Közmű-szabályo-  
zási Hivatal: *A magyar földgázár-sza-  
bályozás;*  
Magyar Bányászati és Földtani Hivatal: *Szénhidrogén-koncesszió Magyarorszá-  
gon;*  
MOL Nyrt.: *A MOL Nyrt. közép-európai  
Upstream tevékenysége;*  
Magyar Bányászati Szövetség: *A hazai  
szénhidrogén-kutatás jelentősége, lehető-  
sége és a szabályozás befolyásoló szerepe;*  
Országos Magyar Bányászati és Kohá-  
szati Egyesület: *A hazai földgázellátás-  
biztonság lényegi elemei;*  
SPE Magyarországi Tagozat: *Nemzetközi  
olajipari trendek az SPE szemüvegén  
keresztül;*  
Miskolci Egyetem Műszaki Földtudo-  
mányi Kar: *A szénhidrogén-ipari felsőfo-  
kú szakemberképzés hazai helyzete, némi  
nemzetközi kitekintéssel.*

1. kép: A konferencia résztvevői



2. kép: A plenáris ülést Molnár Zsolt, a Kőolaj-, Földgáz- és Vízbányászati Szakosztály elnöke nyitotta meg



3. kép: A CROSCO Integrated Drilling Services Co., Ltd. standja



4. kép: A Sivam SRL kiállítási standja





## Szekció előadásokon összesen

### 56 előadás hangzott el:

- Szénhidrogénkészletek kutatása  
10 előadás
- Kutak tervezése és létesítése  
12 előadás
- Rezervoár tudományok  
5 előadás
- Szénhidrogén-termelés és -feldolgozás  
15 előadás
- Föld alatti gáztárolás  
6 előadás
- Szénhidrogén-szállítás  
8 előadás

**Kiállítás:** 18 kiállító, ebből 11 hazai és 7 külföldi.

### Résztevők:

- Regisztrált létszám 320 fő
- Résztevő társaság, intézmény, intézet 88, ebből 62 hazai és 26 külföldi.

### Szabadidős program:

- Első este: Köszöntő állófogadás, halk muzsikával
  - Második este: Sétahajózás a Balatonon – vacsorával, műsorral
- SPE Magyarországi Tagozatának ülése**

A konferencia és kiállítás technikai szervezője a Montan-Press Rendezvény-szervező, Tanácsadó és Kiadó Kft. volt, akinek a nagysikerű rendezvény lebonyolításáért köszönet jár.

(Ősz Árpád id.)

5. kép: Az Emerson Process Management kiállítási standja



6. kép: A Geoinform Kft. kiállítási standja

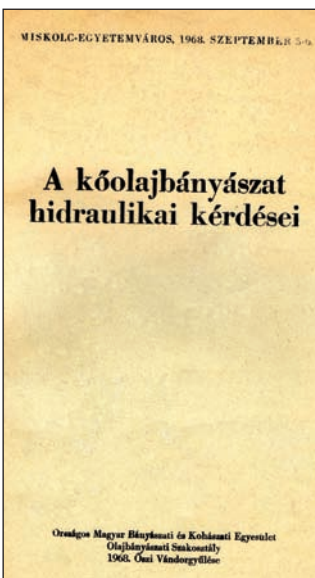


A előző, XXX. Vándorgyűléshez kapcsolódó – igen frappáns „kerek-évfordulós” (50 év előtti indítás és a XXX. sorszám) – összefoglaló kínálta lehetőséget arra, hogy erről az igen jelentős témáról most kerüljön rögzítésre egy rövid áttekintés. A Vándorgyűléshez hasonló rendezvények egy szakmai szervezet életében igen jelentős évfordulós eseménynek számítanak, mivel esetünkben az ezeken elhangzott előadások az ipartörténet igen fontos eseményeihez, az ipar fejlődéstörténetéhez kapcsolódnak. Iparunk történetében az 1960-as évek után rohamosan növekvő szakemberlétszám és a Vándorgyűléseken lehetséges mindig „mérés-kelt” részvételi lehetőség miatt egyre hangsúlyozottabbá vált az az igény, hogy szélesebb szakmai körökben is hozzáférhetőek legyenek az ezeken a konferenciákon elhangzott információk. Sajnos a VIII. (ősz – 1968. IX. 5–6.) miskolci Vándorgyűlésig ma már csak nehezen hozzáférhetőek, vagy egyáltalán nem is fellelhetőek ezek a „kor-dokumentum” értékű anyagok. A Vándorgyűlések „írással dokumentálásának” története így különös jelentőséggel bír – érdemes róla

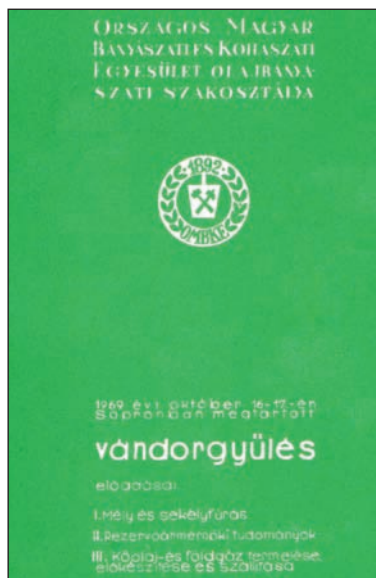
legalább egy rövid áttekintéssel megemlékezni. Az említett miskolci Vándorgyűlés volt az első, amelyen az NME-OMBKE közreműködésével került „köz-kézre” a Vándorgyűlés *A kőolajbányászat hidraulikai kérdései* c. előadásanyaga (1. kép), amely a tudományos kutatási eredmények gyakorlati alkalmazásának kérdéseit helyezte előtérbe, és igen „nagy sikert aratott” szakmai körökben, hiszen azokhoz is eljutott, akik nem vehettek részt a Vándorgyűlésen. A siófoki IX. (tavaszi – 1969. V. 8–9.) Vándorgyűlésről még nem készült „nyomdásított” anyag, ám a soproni X. (ősz – 1969. X.

16–17.) Vándorgyűlésnek már teljes (bár csak tömörített formájú) anyaga (2. kép) megjelenhetett az OMBKE Olajbányászati Szakosztály jóvoltából. A Vándorgyűlések dokumentálásában igazi fordulópontot a szolnoki NKV/NKfV megalakulásában lévő „házi nyomdája” jelentett, amely már lehetővé tette a XI. (tavaszi – 1970. V. 21–22.) egri „*A kőolajipar biztonságtechnikai kérdései*” tárgykörű Vándorgyűlés teljes előadásanyagának – a Vándorgyűlések történetében először – nyomtatásban való megjelenítését az OMBKE Alföldi Termelési Szakcsoport szerkesztésében és az NKfV nyomda kiadásában, szakági (fűrés-kutatás, termelés, kőolajfeldolgozás és -szállítás) csoportosított formában (3. kép). Ezt követően a Vándorgyűlések történetében első ízben a Keszthelyen megrendezett XII. (1971. X. 5–6.) Vándorgyűlésen került sor arra, hogy az ott elhangzott valamenynyi előadás egy kiadványban (4. kép) megjelenhessen és már a regisztrációkor átadható legyen a résztvevőknek. Ez az egyik legelső munkája a frissen alapított NKfV Nyomdának – amelyet a cég az OMBKE részére

1. kép

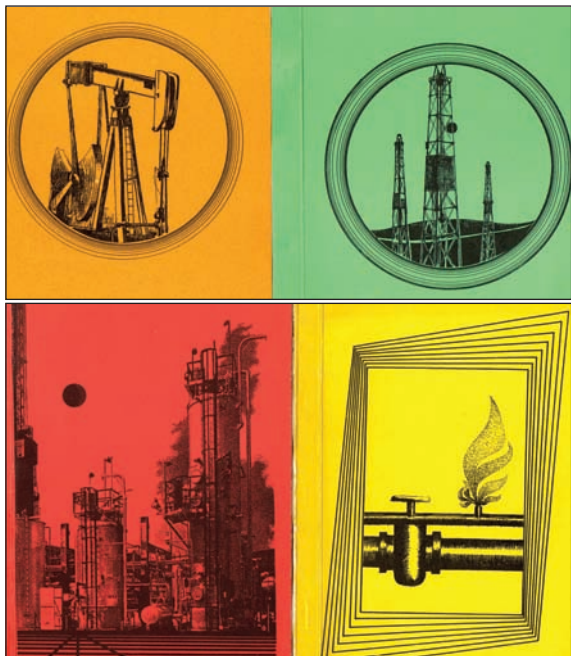


2. kép





### 3. kép



### 4. kép



térítésmentesen készített el. Az anyagot sajtó alá rendezte az egyébként a Vándorgyűlés szervezésében is aktív szerepet vállaló – az NKfV-nél működő – OMBKE-KFVSz Termelési Szakosztálya Mihály Kálmán nyomda-

### 5. kép



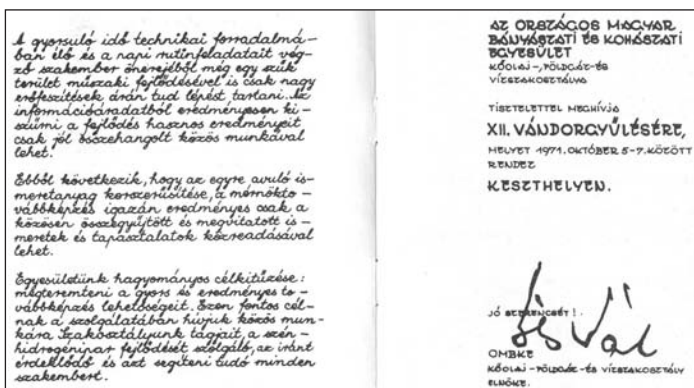
vezető közreműködésével. Ez alkalomra a cég emléklapet (5. kép) is megjelentetett, amely Pataki Béla – az NKfV „házi művésze” – nevéhez fűződik! A kiadvány érdekessége, hogy azt dr. Szilas A. Pál

professzor, mint az OMBKE-KFVSz elnöke kézírásával (6. kép) ajánlotta a résztvevők figyelmébe! Így ez a kiadvány a szénhidrogén-bányászati oktatás és ennek egyik kiemelkedő professzorának életútját is reprezentáló „egyedi” relikvája is! Ekkor alakult ki az a nyomdai forma, amely a továbbiakban már rutinszerűen biztosította (az NKfV fi-

nanszírozásában) a Vándorgyűléseken elhangzott előadásanyagok nyomdai kiadását – és ehhez kapcsolódva alakult ki egy „kapcsolt emléktárgy” gyakorlata is. A rendszerváltást követően a szervezési feladatokat átvevő MONTANPRESS Kft. már az új technikai adottságokat figyelembe vevő korszerű és rendkívül igényes „adathordozó” formátumokat alakított ki, amelyek igazodnak a mindenkor technikai adottságokhoz.

(dr. Csákö Dénes)

### 6. kép



## A 10 éves MOL Panoráma köszöntése

2014 júliusában jelent meg iparágunk központi sajtója, a PANORÁMA. A jubileum alkalmából – köszöntésünk mellett – néhány statisztikai adattal reprezentáljuk a lap szakmai tájékoztatásban betöltött szerepét. A MOL-csoport tagvállalatainak belső hírlevele, a „három nővér”-nek becézett lapcsoport – a MOL, a Slovnaft és a TVK Panoráma 2004 nyarán azzal a céllal indult útnak, hogy a vállalatcsoport integrációjából fakadó belső kommunikációs igényeket szolgálják, nagy és fontos lépést tegyenek egy közös vállalati kultúra kialakításának irányába. A magyarul vagy szlovákul nem tudók számára a hírlevél angol nyelvű rövidített változata, a Panoráma Digest biztosította a friss híreket. A Panoráma-család újabb tagjai: a MOL Pakisztán 2010-ben, az olasz IES Panoráma első száma 2011 januárjában jelent meg.

A Panoráma lap az alábbi néven jelent meg:

A MOL-csoport belső hírlevele: 2004. 1. számtól 2010. 5. számig.

A MOL-csoport belső magazinja: 2010. 6. számtól 2013. 9. számig.

A MOL Magyarország belső magazinja: 2013. 10. számtól 2014. 5. számig.

A MOL Magyarország lapja: 2014. 5. számtól.

A megjelenés terjedelme:

8 oldal: 2004. I. évf. 1–10. sz.; 2005. II. évf. 1–18. sz.

12 oldal: 2004. 11–12. sz.; 2005. II. évf. 19–22. sz.; 2006. III. évf. 1–22. sz.; 2007. IV. évf. 1. sz.

16 oldal: 2007. IV. évf. 2–11. sz.; 2014. XI. évf. 5. számtól

20 oldal: 2006. III. évf. 19. sz.

**24 oldal:** 2005. II. évf. 23–24. sz.; 2006. III. évf. 23. sz.; 2009. VI. évf. 3–4. sz., 23–24. sz.; 2010. VII. évf. 1. sz., 11. sz.; 2011. VIII. évf. 1. sz., 11. sz.; 2012. IX. évf. 1–12. sz.; 2013. X. évf. 1. sz., 12. sz.; 2014. XI. évf. 1. sz., 4. sz.

**32 oldal:** 2007. IV. évf. 12–13. sz., 20–21. sz.; 2008. V. évf. 1–2. sz., 3–4. sz. és 21–22. sz.; 2009. VI. évf. 1–2. sz.

**36 oldal:** 2008. V. évf. 5–6. sz., 19–20. sz. és 23–24. sz., 2 különszám

**52 oldal:** 2007. IV. évf. 22–24. sz.

#### A megjelenés gyakorisága, formátuma:

2004. I. évf. – 2007. IV. évf.: havonta kétszer, közepes méret,  
2008. V. évf. – 2014. XI. évf. 4. sz.: havonta egy alkalommal,  
A4-es méret,  
2014. XI. évf. 5. számtól: havonta egy alkalommal, méretváltás.

#### Megjelent számok 2014. I. félévig

Év	Megjelent számok	Össz. oldal
2004	10 + 1 összevont (1–10. sz. és 11–12. sz.)	92
2005	22 + 1 összevont (1–22. sz. és 23–24. sz.)	216
2006	22 + 1 összevont (1–22. és 23. sz.)	296
2007	11 + 6 összevont (1–11. sz. és 12–13. számtól)	384
2008	12 összevont + 2 különszám	456
2009	11 összevont	272
2010	11	264
2011	11	264
2012	10	240
2013	10	240
2014	5	112

#### MOL Panoráma közleményei témakörönként 2004-től 2014. júliusig

Témakör	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
I. Biztonságtécnika	6	14	25	31	22	26	29	18	14	1	8
II. Egyéb témák	15	55	114	118	63	28	27	28	23	4	13
III. Energiagazd. – Geotermia	3	8	6	5	10	4	0	3	9	4	3
IV. Életutak	10	26	15	7	9	3	0	19	5	1	4
V. Humor	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VI. Évfordulók											
Iparág	0	1	7	0	0	0	1	4	1	0	1
Kutatás-termelés	0	4	1	27	2	6	6	8	9	5	2
Feldolgozás, értékesítés	0	5	6	10	0	0	6	3	0	3	2
Tárolás, Szállítás	0	0	3	1	0	1	1	0	0	3	0
Egyéb	0	0	0	2	1	1	3				
VII. Köszöntések, kitünt., díjak	11	21	13	16	0	15	20	4	14	7	8
VIII. Könyvismertetés	0	6	8	7	9	4	6	4	1	0	2
IX. Külföldi hírek – Nemz. kapcs.	24	34	36	28	22	21	10	21	11	1	13
X. Nekrológ, megemlékezés	0	6	4	4	7	0	0	8	1	0	0
XI. Pályázatok, alapítványok	3	17	12	8	3	9	14	22	15	3	3
XII. Rejtvény	5	12	13	13	11	6	5	1	0	0	0
XIII. Sport	20	65	83	73	41	25	31	31	21	10	17
XIV. Szervezeti és gazd. kérdések	17	21	55	49	39	16	35	3	27	11	21
XV. Szénhidrogén-bányászat	0	12	34	43	24	19	18	19	23	4	11
XVI. Szénhidrogén-feldolgozás, -értékesítés	15	22	24	54	37	27	35	17	30	7	12
XVII. Szénhidrogén-szállítás és -ellátás	2	2	18	16	9	12	19	9	12	10	4
XVIII. Tanulmányutak, konferenciák	3	12	9	7	8	3	3	2	10	0	1
XIX. Tudományos és egyesületi élet	1	7	7	6	9	7	3	2	4	1	0
XX. Oktatás, tehetséggondozás	2	4	10	12	12	11	14	17	9	4	3
XXI. Kultúra, zenei és kulturális ajánló	4	11	33	44	24	32	23	22	14	4	0
XXII. Büszkeségeink – Tudta-e?	0	0	0	0	0	0	1	11	8	0	1

*Megjegyzés:* Az egyes számok részletes feldolgozását (évenkénti és számonkénti, valamint a témakörönkénti monográfia) Dallos Ferencné végezte el.

A MOL Hírlap, illetve a MOL Panoráma c. lapokat az 1990 januárjában megalakult Magyar Tudományos Üzemi és Szaklapok Újságíróinak Egyesülete (MTÜSZÜE) több alkalommal részesítette „Bronz Toll Díj” elismerésben.

(dé)



# Szakmánk 2014. évi jubileumi eseményei képekben

## Szank mező 50 éves (2014. október 10.)

1. kép: Emlékkő a Szank Gázüzemnél



2. kép: Ünnepi megemlékezés:  
Blaskó-Nagy András



3. kép: A szanki emlékülés résztvevői



## 25 éves a barcsi földgáztermelés (2014. november 14.)

1. kép: Üzemlátogatáson



2. kép: A szakestély résztvevői



3. kép: A házirend felolvasása



4. kép: Szakestélyi szalagok avatása





# Szakmánk 2014. évi jubileumi eseményei képekben

## Centenárium földgázszállítási kiállítás (2014. október 20.)

1. kép: A kiállítás megnyitása



2. kép: A kiállításon



## 35 éves az FGSZ Zrt. Beregdaróci Seszták Imre Kompresszorállomása (2014. november 20.)

1. kép: Tisztelgés a Seszták Imre-emléktáblánál



2. kép: A kiállítás



3. kép: A beregdaróci kopjafánál



Borbála-napi koszorúzás (Szegeden)

